




3 1761 11648305 8

Government
Publications

Government
Publications



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761116483058>

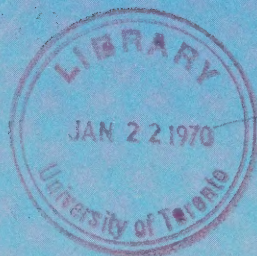
A1
φ
A56

1438

Publications Publications

21ST ANNUAL REVIEW

Year ended 31 March 1969



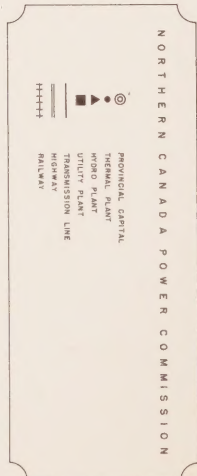
[Canada]

NORTHERN CANADA



POWER COMMISSION

Report



CONTENTS

Letter of Transmittal	2
Commission's Function and Authority	2
Members of the Commission & Officers	3
Mr. Patterson Retires	4
Mr. Bergevin Appointed	4
Highlights of the Year	5
Results of Operations	6
Growth of Business	7
Atlantic Provinces Power Development Act	8
Plant Installations	9
Operating Statistics	11
History of the Northern Canada Power Commission	12
Auditor General's Report	19
Financial Statements	
Balance Sheet	20
Income and Expense	22
Earned Surplus	22

COVER:

North of 60° where the terrain is rough and roads are non-existent Northern Canada Power Commission takes to the air by utilizing helicopter service to build power transmission lines. Photo taken by Bell Helicopter cameraman, David S. Glidden, while filming "The Jet-Ranger at Yellowknife", which tells the story of construction of N.C.P.C.'s 115,000 Volt line to Rae near Yellowknife, N.W.T.

June 30, 1969

The Honourable Jean Chrétien, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and Northern Development,
OTTAWA, Canada.

Dear Sir,

In accordance with Section 24 of the Northern Canada Power Commission Act, Chapter 42, 4-5 Eliz. II, I have the honour to submit the Annual Report of the Northern Canada Power Commission for the fiscal year ended March 31, 1969.

Respectfully submitted

J.A. MacDonald
Chairman

Commission's Function and Authority

The Northern Canada Power Commission is a Crown Corporation concerned with the Planning, Construction, and Management of Public Utilities on a commercial basis. The Commission operates under Authority of the Northern Canada Power Commission Act (4-5 Eliz. II, Chap. 42) which empowers it to survey utility requirements, construct, and operate public utility plants in the North West Territories, Yukon Territory, and subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

It is a requirement of the authorizing Act that projects undertaken by the Commission shall be self-sustaining. Consequently rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest on investment, repayment of principal over a period of years, operating and maintenance expenses and a contingency reserve.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Head Office: 251 Bank Street, Ottawa, Canada

MEMBERS OF THE COMMISSION AND OFFICERS

Members of Commission

John A. MacDonald — Chairman
John F. Parkinson — Member
Thomas H. Patterson — Member

Members of Executive Committee

Edward W. Humphrys — General Manager
John M. Lowe — Asst. Gen. Manager,
Technical Services
George Olson — Asst. Gen. Manager,
Operations
Chester F. Prevey — Asst. Gen. Manager,
Finance and Administration

Senior Officers

Thomas A. Stott — Treasurer
Joseph Long — Chief Engineer
William D. Mills — Secretary
Arthur H. Todd — Senior Personnel Officer
Douglas Morphy — Commission Accountant

Auditors: Auditor General of Canada

Bankers: Canadian Imperial Bank of Commerce

THE BUSINESS OF THE COMMISSION AND THE AREA SERVED (see map inside cover)

Electric Service

Generation and/or Transmission of electricity at Inuvik, Frobisher Bay, Yellowknife, Pine Point, Fort Smith, Fort Simpson, Baker Lake, Coppermine, Cambridge Bay, Fort Resolution, Fort McPherson, Chesterfield Inlet, Fort Good Hope, Norman Wells and Aklavik, N.W.T.; Whitehorse, Faro, Mayo and Dawson City, Y.T.; Field, B.C. and Moose Factory, Ontario.

Central Heating

Generation and distribution of heat at Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, N.W.T. and Moose Factory, Ontario.

Water and Sewerage

Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, N.W.T.; Moose Factory, Ontario and Dawson City, Y.T.

Contract Work

Contract work including construction of utility services and repairs and maintenance of electrical equipment is performed on a recoverable basis for Government Departments and others as required

MR. PATTERSON RETIRES

On 7 March 1969 Mr. T.M. Patterson retired as a member of the Northern Canada Power Commission but will continue as Special Adviser.

In 1925 he joined the Hydro-Electric Power Commission of Ontario as a Civil Engineer working on powerhouse construction.

June 1927 he was appointed to the Federal Department of the Interior and assigned to international waterway problems. In 1952 he became Director of the Water Resources Branch, Department of Northern Affairs and National Resources. He held this post until March 1967 when he was appointed Special Adviser to the Deputy Minister (Water Matters), Department of Energy, Mines and Resources.

Mr. Patterson is a Member of the Atlantic Tidal Power Programming Board and Chairman of the Canadian sections of the International Great Lakes Levels Board and the American Falls International Engineering Board. He is also Chairman of the Canadian National Committee of the World Energy Conference. In 1964 he received the Julian C. Smith medal for achievement in the development of Canada.

The Chairman, Members and Staff of the Commission express their appreciation to Mr. Patterson for his outstanding contribution to the Power Commission since his appointment in 1954.



MR. BERGEVIN APPOINTED

By Order in Council dated 13 February 1969 Mr. Jean-Baptiste Bergevin was appointed as a member of the Commission.

Mr. Bergevin is an economist with wide industrial and government experience. He spent several years with the Dominion Bureau of Statistics and the Department of Public Works, Ottawa; Steinberg's Ltd., Montreal; and the Quebec Government where he successively held the positions of Director, Quebec Bureau of Statistics; Director, Economic Research Bureau; Assistant Deputy Minister, Industry and Commerce; Assistant Deputy Minister, Agriculture and Colonization. In 1959 as a member of the United Nations Technical Assistance Board, he helped to establish a National Accounts system and an economic development plan for Tunisia.

In November 1968 Mr. Bergevin joined the Department of Indian Affairs and Northern Development as Assistant Deputy Minister (Development).



HIGHLIGHTS OF THE YEAR

- Sustained Growth 1968-69 with 10.1% increase in electric power consumption and 6.6% increase in heat consumption.
- Three new diesel electric plants added. Total plants now 21 - 5 Hydro, 13 Diesel and 3 Thermal.
- 28 miles - 115 kv transmission line connecting Rae and Frank's Channel to Snare River system, N.W.T. completed and energized.
- 5000 kw standby diesel generating unit authorized for installation at Yellowknife, N.W.T. in 1969-70.
- Landslide at Fort Smith, N.W.T. necessitated abandonment of standby diesel plant and warehouse. Powerhouse equipment salvaged and temporary 960 kw diesel standby service established pending permanent replacement.
- 200 kw diesel unit installed at Fort Simpson to replace 75 kw unit, to provide adequate reserve capacity.
- Two diesel generating units with total capacity of 9000 kw installed in new building adjacent to Commission's Whitehorse Hydro Plant to provide for peaking and standby capacity.
- At year end installation of No. 3 hydro unit at Whitehorse was well advanced and the 250 mile - 138 kv transmission line to Faro, Y.T. to serve Anvil Mining Corporation's mine-mill complex in Vangorda Creek area, was nearing completion to meet July 1969 deadline.
- Second half of 3000 ft. utilidor extension system through a complex of 50 row houses at Inuvik, N.W.T. was completed.
- 200 kw diesel unit to replace 75 kw unit at Fort Resolution, N.W.T. for standby service was installed.
- 250 kw diesel unit installed at Aklavik to meet increasing electrical power requirements.
- Power generation increased 30% at Taltson to meet Pine Point Mines Ltd. requirements and increased demands at Fort Smith. Pine Point distribution system was extended to meet requirements.
- 350 kw diesel unit installed at Cambridge Bay bringing plant capacity to 1200 kw.
- Two 350 kw gas turbine generating units installed in new powerhouse at Norman Wells for supplying power to community and Imperial Oil Company.
- Department of Transport transferred responsibility for supplying power at Baker Lake to the Commission, August 1, 1968. Plans in hand to add 700 kw diesel unit to increase total capacity to 1450 kw so as to adequately serve the community.
- September 1, 1968, Commission assumed responsibility for supply and distributing electric power, formerly handled by Department of Transport, at Chesterfield Inlet. Two 150 kw and one 100 kw diesel electric units installed. A 2400/4160 volt distribution system was erected.
- Plans in hand to construct 375 kw diesel plant at Fort Good Hope, N.W.T. in summer of 1969.
- \$162,542 was recovered from Federal Departments and others for contract work thereby reducing overhead costs of the Commission for its operations.
- Staff totalled 273 of which 54 at Head office, Ottawa, 4 at Edmonton, Alberta office and 215 at Plants. Payroll totalled \$2,482,297 of which \$514,688 was recoverable for contract work performed.
- Net Income for the year totalled \$352,384 after provision for payment of \$1,446,990 interest on advances from the Government of Canada and \$888,231 repayment of debt.
- Aklavik, N.W.T. power plant; the hostel heating plant and the water and sewerage systems at Fort McPherson; the central heating and water treatment plants at Fort Simpson and the water treatment plant at Frobisher Bay were operated by the Commission for the Department of Indian Affairs and Northern Development.
- \$191,000 was allocated from earned surplus to the contingency reserve fund at various locations.

ANNUAL REVIEW OF NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

for the year ended 31 March 1969

RESULTS OF OPERATIONS

Gross revenue for the year ended March 31, 1969 amounted to \$7,541,222 an increase of \$985,567 or 15.03% over the previous year.

Net income after providing for all expenses was \$352,384 compared with \$84,339 for the previous year. Sources and usage of revenue are as follows:

	Year ended 31 March 1969	Year ended 31 March 1968
Where Revenue Came From		
Sale of electric power	\$ 5,046,640	\$ 4,234,699
Income from construction, maintenance and operation of facilities for Canada & others	1,190,534	1,076,557
Sale of heat	1,043,753	1,005,153
Water and sewerage services	108,280	100,152
Interest received	43,903	70,800
Miscellaneous	108,112	68,294
	<u>\$ 7,541,222</u>	<u>\$ 6,555,655</u>

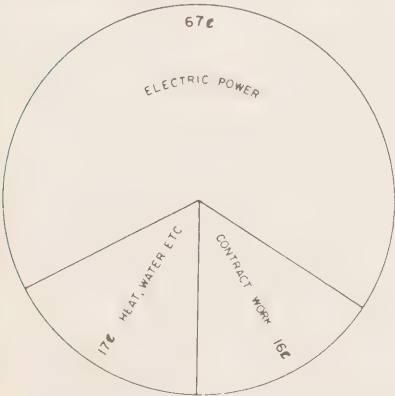
How the Revenue Was Used

Salaries and wages	\$ 2,482,297	\$ 2,224,172
Fuel and lubricants	1,208,296	1,040,671
Materials and supplies	333,998	325,002
Employees' board and accommodation (net)	217,126	202,017
Maintenance and improvements and other expenses	611,900	631,187
Interest on advances from Canada	1,446,990	1,346,862
Depreciation	888,231	701,405
Balance employed in the business	352,384	84,339
	<u>\$ 7,541,222</u>	<u>\$ 6,555,655</u>

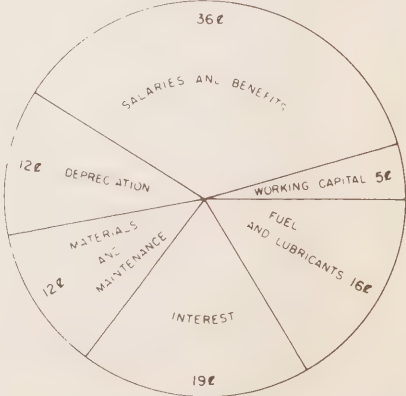
THE COMMISSION'S REVENUE DOLLAR

for the year ending 31 March, 1969

WHERE THE REVENUE CAME FROM



HOW THE REVENUE WAS SPENT



GROWTH OF BUSINESS

The generation of electric power has rapidly increased in the ten year period 1959 to 1968 from 114 million to 320 million Kilowatt-hours. In 1959, the Commission operated 9 plants; today, it operates 21 plants in 19 locations.

Net peak load increased from 22,000 kw to 60,000 kw in the same period.

Heat sales increased from 28 billion BTUs in 1959 to 338 billion BTUs in 1968.

Water sales which commenced in 1963 with 56 million gallons have increased to 190 million gallons.

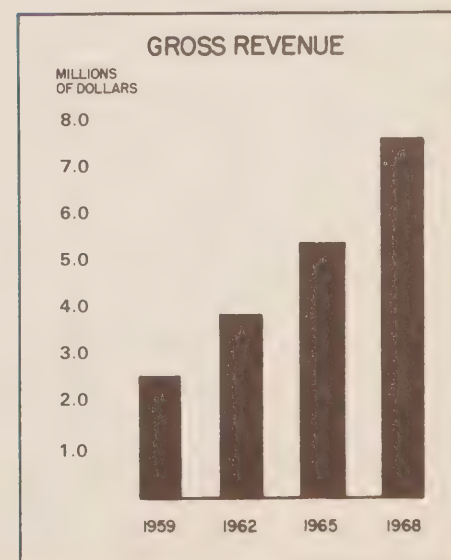
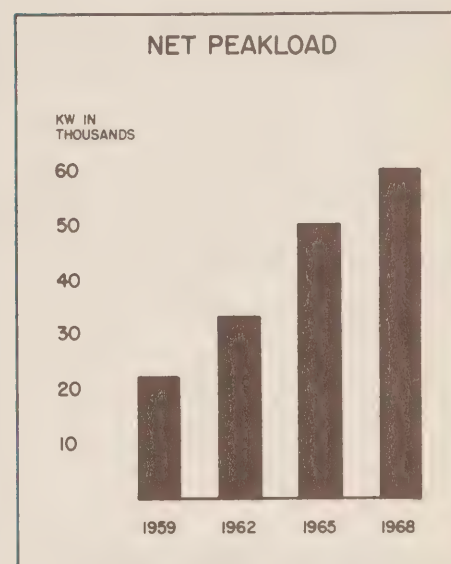
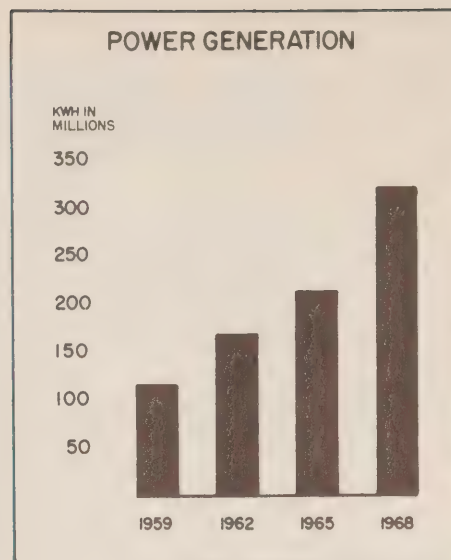
Meanwhile, staff required to operate these additional plants and to perform the business of the Commission in the ten year period expanded from 128 employees to 273.

During this period gross revenue increased from 2.5 million dollars to 7.5 million dollars.

Since commencement of operation in 1948 all interest payments and debt retirement, as well as other operating costs, have been met from revenue. Consequently the Canadian taxpayer has not been required to subsidize the Commission.

Contract Work

The Aklavik, N.W.T. power plant; the hostel heating plant and the water supply and sewerage systems at Fort McPherson, N.W.T.; the central heating and water treatment plants at Fort Simpson, N.W.T.; and the Frobisher Bay, N.W.T. water treatment plant were operated by the Commission on behalf of the Department of Indian Affairs and Northern Development. In addition, miscellaneous electrical and mechanical services were provided, including certain installations and construction work for government departments and others at various locations.



All contract work was done on a cost recoverable basis, including a surcharge on labour, to offset undistributed general overhead. This surcharge totalling \$162,542 reduced the general overhead assessment of the several utility operations from which it was derived by the following amounts:

Yellowknife/Snare River, N.W.T.	\$ 365
Fort Smith/Taltson River, N.W.T.	209
Fort Simpson, N.W.T.	58,070
Inuvik, N.W.T.	35,535
Frobisher Bay, N.W.T.	11,747
Fort McPherson, N.W.T.	26,308
Fort Resolution, N.W.T.	6
Aklavik, N.W.T.	12,964
Moose Factory, Ontario	307
Dawson, Y.T.	9,445
Coppermine, N.W.T.	208
Cambridge Bay, N.W.T.	502
Norman Wells, N.W.T.	283
Chesterfield Inlet, N.W.T.	104
Head Office (Ottawa, Ont.)	6,489
	<u>\$ 162,542</u>

Contingency Reserve Fund

Allocations of Earned Surplus to the Contingency Reserve Fund were authorized during 1968-69 in respect to operations at the following locations:

Yellowknife/Snare River, N.W.T.	\$ 7,000
Fort Smith, N.W.T.	30,000
Fort Simpson, N.W.T.	1,000
Whitehorse, Y.T.	90,000
Moose Factory, Ontario	3,000
Taltson River, N.W.T.	60,000
	<u>\$ 191,000</u>

ATLANTIC PROVINCES POWER DEVELOPMENT ACT

The Atlantic Provinces Power Development Act (1958) provides for agreements between the Government of Canada and the Governments of the Atlantic provinces and for subsidiary agreements covering specific projects between the Northern Canada Power Commission and the respective provincial Power Commissions whereby assistance may be provided in respect to the generation and transmission of electric power. Such assistance takes the form of long term loans to cover the cost of constructing thermal power plants and high voltage transmission lines and the payment of a subvention on coal mined and used in the Atlantic provinces for the generation of electricity. The loans in connection with thermal power plants are repayable over the 30 year period following completion of construction and those relating to transmission lines are repayable over 40 years.

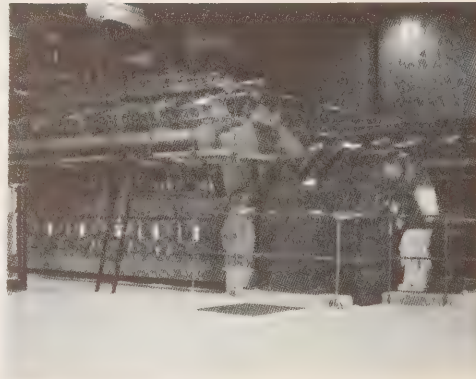
During the year agreements were authorized and entered into in relation to additional loans totalling \$55,846,350.



N.C.P.C. Lineman,
Frobisher Bay, N.W.T.



138 KV Transmission Tower
Whitehorse, Y.T.



Diesel 5150 KW
Mirrlees Generator, Whitehorse, Plant.

PLANT INSTALLATIONS

The following information on Plant Installations indicates the size and nature of the Northern Canada Power Commission's contribution to the development of Canada, north of the 60° parallel.

Yellowknife (Snare River) N.W.T. Hydro System Snare Rapids Plant 1 Unit — 8350 hp Snare Falls Plant 1 Unit — 9200 hp Yellowknife Standby Diesel Plant 1 Unit — 1000 kw	Frobisher Bay, N.W.T. Utilities Plant Power and Central Heating Plant 1 Gas Turbine — 1500 kw 3 Diesels (total) — 2500 kw Total Capacity — 4000 kw Domestic Water Treatment Plant operated on behalf of the Department of Indian Affairs and Northern Development 2 — 15,000,000 BTU/hr high temperature hot water generator 1 — 12,000,000 BTU/hr exhaust gas/high temperature hot water generator 2 — Steam Generators 13,000 lbs. steam/hr total
Inuvik, N.W.T. Utilities Plant Power, Central Heating, Water and Sewerage Systems 1 Steam Turbine — 600 kw 6 Diesels (total) — 3900 kw Total Capacity — 4500 kw	Fort Resolution, N.W.T. Diesel Plant 3 Units — 450 kw total
Aklavik, N.W.T. Diesel Plant Operated by the Commission on behalf of the Department of Indian Affairs and Northern Development 6 Units — 760 kw total	Cambridge Bay, N.W.T. Diesel Plant 5 Units — 1200 kw total
Fort McPherson, N.W.T. Utilities Plant Diesel Generating Plant, Hostel Heating Plant, Water Supply and Sewerage Systems operated by the Commission on behalf of the Department of Indian Affairs and Northern Development 4 Units — 750 kw total	Baker Lake, N.W.T. Diesel Plant 3 Units — 680 kw total
Coppermine, N.W.T. Diesel Plant 3 Units — 600 kw total	Mayo River, Y.T. Hydro Plant 2 Units — 6000 hp total
Norman Wells, N.W.T. Gas Turbine Plant 2 Units — 700 kw total	Whitehorse Rapids, Y.T. Hydro Plant 2 Hydro Units — 15,000 hp total 2 Diesel Units — 9000 kw total
Chesterfield Inlet, N.W.T. Diesel Plant 3 Units — 400 kw total	Dawson, Y.T. Diesel Plant Water System operated on behalf of the Yukon Territorial Government 3 Units — 750 kw total
Fort Simpson, N.W.T. Diesel Plant Central Heating, Water and Sewerage Systems operated by the Commission on behalf of the Department of Indian Affairs and Northern Development 4 Units — 1225 kw total	Field, B.C. Diesel Plant 3 Units — 400 kw total
Taltson River, N.W.T. Hydro Plant 1 Unit — 25,000 hp	Moose Factory, Ontario Utilities Plant Central Power, Heating, Water Pumping, Treatment and Sewerage Disposal Plants 2 Steam Turbines — 200 kw 6 Diesel Units (total) — 1300 kw Total Capacity — 1500 kw 3 — 6,666 lb./hr Steam Generators
Fort Smith, N.W.T. Diesel Plant 4 Units — 2250 kw total	

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION PLANTS ARE SUPPLIED BY AIR, LAND, SEA & RIVER TRANSPORT



Aircraft Haul both Freight
and Passengers.



Land and Sea Transport —
Frobisher Bay.



Barges — MacKenzie River en
route to Inuvik.



Tractor Train. N.W.T. through
Rugged Country.

PERATING STATISTICS

YEAR ENDED 31 MARCH	1969	1968	1967	1966	1965	1964	1963	1962	1961	1960
GENERAL DATA										
No. of Operations	19	16	15	13	12	11	11	10	10	9
No. of Employees	273	271	256	250	245	203	182	170	150	128
POWER GENERATION (kwh in millions)										
Hydro	279	247	227	183	161	153	144	138	101	101
Thermal	41	34	29	30	32	25	24	22	16	11
Purchased	—	2	5	—	—	—	—	—	3	3
Total (kwh in millions)	320	283	261	213	192	178	168	160	120	114
Net Peak Load (kw in thousands)	60	55	51	50	36	33	33	29	28	22
HEAT AND WATER										
Heat Sales (BTUs in billions)	338*	356	346	284	286	164	144	129	125	28
Water Sales (Gals. in millions)	190*	179	191	166	135	56	—	—	—	—
FINANCIAL (millions of \$s)										
Gross Revenue	7.5	6.6	6.0	5.3	5.0	4.2	3.9	4.0	3.0	2.5
Expense	4.9	4.4	4.0	3.4	3.2	2.5	2.4	2.1	1.4	1.1
Debt Retirement	.9	.7	.7	.6	.5	.5	.5	.5	.6	.5
Interest	1.4	1.3	1.4	.7	.8	.7	.8	.8	.5	.5
NET INCOME	.4	.1	—	.6	.5	.4	.2	.7	.5	.4

Does not include Fort Simpson and Fort McPherson sales which were included in previous year.

HISTORY OF THE NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

In June 1948, the Northwest Territories Power Commission Act was passed by Parliament for the purpose of facilitating the construction and operation of electric power plants in the Northwest Territories for mining and other interests.

The Commission was empowered to obtain loans from the Government of Canada, through the Department of Finance, to finance the construction of power developments, at interest rates and amortization periods approved by the Governor-in-Council. The Act provides that such overhead charges and operating and maintenance expenses are to be met on a self-sustaining basis from revenue derived from the operations.

When the Act became effective September 1, 1948, and concurrent with the appointment of the first Chairman, the Commission assumed responsibility of the Snare River Power Project located some 90 miles northwest of Yellowknife, N.W.T., which was being constructed by the federal government (Department of Mines & Resources) and was then nearing completion.

This project was instigated in January 1946 when the Giant Yellowknife Gold Mines Limited approached the Department of Mines & Resources with a proposal to develop a hydro site on the Snare River some 70 miles northwest of Yellowknife to meet a power requirement of 6000 hp. for mining and milling purposes in the Yellowknife area. Because of the growing interest in this area the federal government decided to undertake construction of a larger project of some 8350 hp at a more suitable site on the same river but some 20 miles further north and thus aid and encourage the development of mining in the Yellowknife area.

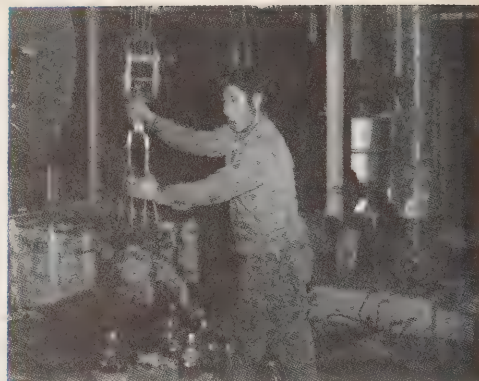
The Snare River plant and transmission line were commissioned on October 4, 1948 and began delivering power to the first customer, Giant Yellowknife Gold Mines Limited. Supply to the town of Yellowknife and Cominco Limited "Con" mine was connected in 1949 through a short tie line between the terminal of the Snare River transmission line and the Cominco Limited Bluefish-Yellowknife transmission line.

1949

In 1949 the Commission undertook establishment of a central diesel generating plant to supply the Fort Smith, N.W.T. area and replace three small independent plants operated by different government departments. A contract was awarded for construction of the powerhouse and a small portion of this distribution system was constructed during the year.

In co-operation with the Dominion Water and Power Bureau, the Commission agreed to consider development of hydro-electric power to supply the silver/lead mines being redeveloped in the Keno Hill district near Mayo Landing, Yukon. An engineering survey of possible power sites was undertaken in 1949.

Because of this latter project the Act was amended in March 1949 to extend its provision to include the Yukon Territory.



N.C.P.C. Overhaul and Maintenance Crew.



Children of the North.



Electrician Checking Fixtures.

1950

Equipment for the Fort Smith diesel plant was ordered, the powerhouse building constructed and a small portion of the distribution system completed in 1949. The generating equipment was installed and the distribution system completed in 1950. The plant was commissioned in October by The Honourable George Prudham, M.P., Parliamentary Assistant to the Minister of Resources and Development.

1951 and 1952

Construction of the Mayo River Hydro-Electric Development began in March 1951. During the summer of the same year the Commission requested the Water Resources Branch to undertake investigations with a view of locating a hydro-electric power site in the Whitehorse district. The Mayo River development was completed in November 1952 and power was supplied to the mines in the Keno Hill area and to the townsite of Mayo. The latter was supplied by a privately owned company that had previously been supplying the community by diesel generation. This distribution system was acquired by the Commission in the fall of 1956.

1953

Delivery of power to the Consolidated Discovery Yellowknife Mines Limited over that company's 34.5 kv wood pole transmission line constructed from Cominco Limited's Bluefish Hydro Plant to the Discovery mine property some 42 miles to the northeast commenced in April 1953.

1954

During 1954 a powerline carrier telephone system operating over the transmission line between Snare River Power Plant and the Yellowknife Terminal Station was installed.

1955

An extension to the powerhouse at Fort Smith was constructed to accommodate a fourth generating unit. A 100,000 gallon storage tank was installed so that a lower cost fuel produced by the refinery at Norman Wells, N.W.T. could be used.

Studies and field investigation work were undertaken in the fall of 1955 to determine whether a thermal plant utilizing coal from the Carmacks coal field or a hydro development could best supply the increasing power needs of the Whitehorse area in the Yukon.

1956

The Act was further amended (August 1956) to change the name of the Commission to "Northern Canada Power Commission" and to empower the Commission to supply public utilities, defined as electrical and thermal energy, water, sewerage and telephone service. In addition, the Commission was empowered to operate in any province of Canada, subject to the approval of the Governor-in-Council and the laws of the province concerned, and provision was made for internal financing of plant expansion or improvement.



Tap-off Structure at
Little Salmon Lake, Yukon



Dressed for Winter North of 60°.



Power Sub-Station, Whitehorse, Y.T.

Installation of a second 3000 hp unit at Mayo River Hydro-Electric Plant was approved. The work was scheduled for 1957.

Construction of the 15,000 hp hydro generating station at Whitehorse Rapids on the Yukon River about 2 miles upstream from the City of Whitehorse was approved in July. On-site work commenced in November 1956.

1957

Responsibility for the retail distribution of power in Mayo Landing was transferred to the Commission from the Mayo Light and Power Company. The Commission immediately put into effect a substantial reduction in consumer power rates.

The No. 2 Generating Unit at Mayo River Hydro Plant was placed in operation in December 1957.

The Commission was appointed to administer the Atlantic Provinces Power Development Act enacted by Parliament in 1957. This Act provided for financial assistance to the Atlantic provinces in connection with construction of thermal electric power plants and high voltage transmission lines and for the payment of a subsidy on eastern coal used for production of electricity in any of the Atlantic provinces. The latter feature was initially administered by the Dominion Coal Board and transferred to the Commission in 1965.

Investigations were undertaken into the power requirements at Frobisher Bay, N.W.T.

The initial design work for a central power and heating plant and utilidor system of the Inuvik utility project were well advanced during 1957.

1958

Extensions to the powerhouses at Forth Smith and Fort Simpson were constructed during 1958 to accommodate additional generating equipment.

Development of a second hydro-electric power site on the Snare River, designated Snare Falls, approximately 10 miles downstream from the existing plant (renamed Snare Rapids) was approved.

At the request of the Department of Northern Affairs and National Resources the Commission undertook the operation of the power plant and central heating and water supply systems at Fort McPherson, N.W.T. in September.

The Whitehorse Rapids Hydro Plant was commissioned in November and power was supplied directly to the Department of National Defence establishments and through the Yukon Electrical Company Limited to consumers in the city of Whitehorse.

The Inuvik, N.W.T. electric generating plant and distribution system was placed in service December 1958, followed by commissioning of the central heating plant and a portion of the utilidor system early in 1959.



High Rise Offices and Hotel,
Frobisher Bay, N.W.T.



Pine Point Mines,
Pine Point, N.W.T.



Utilidor under Construction, Inuvik.

1959

Construction of the Snare Falls Hydro project began in 1959 and an emergency standby diesel plant was built at Yellowknife during the summer.

Under a rental agreement with the Department of Transport, the Commission in February 1959 undertook operation of a 1000 kw diesel plant that had been installed at Frobisher Bay; this was a temporary arrangement pending establishment of a new central generating station upon completion of townsite development plans.

The Field, B.C. diesel generating plant and distribution system were constructed during the summer and fall and commissioned in December.

1960

Studies were carried out in regard to power supply at Fort Resolution and Norman Wells, N.W.T., and in connection with the Trans Canada Highway maintenance establishment in the Rogers Pass area of Glacier National Park. The latter study led to a field investigation of possible hydro sites in the vicinity of Glacier, B.C. in search of an economically practicable development, with negative results.

The Fort Resolution diesel plant was constructed, and placed in operation in January 1961.

Initial construction of the Inuvik utilities system was completed and an additional diesel generating unit (900 kw) was installed in the power plant.

The Snare Falls Hydro-Electric Plant was placed in operation in December 1960.

1961

Additional generating units were installed to complete the Field and Fort Resolution diesel plants. At the request of the Commissioner of the Yukon Territory the Northern Canada Power Commission sponsored a field investigation and office study of the supply and distribution of power and operation of water and sewerage systems in Dawson, Y.T.; cost of which was shared by the Commission and the Yukon Territorial Government.

1962

Following discussion with Pine Point Mines Limited, in the fall of 1961, the Commission undertook investigation of the possibility of developing a supply of hydro power for the Pine Point mining area near Great Slave Lake, N.W.T. A reconnaissance survey in February 1962 indicated a possible site at the Twin Gorges on the Taltson River, some 35 miles northeast of Fort Smith, N.W.T. that would meet the requirements of the Pine Point mining operation and the Fort Smith area; field investigation of this site and the surrounding area was carried out in the summer of 1962.

Additional diesel units and fuel storage tanks were installed in the Fort Simpson and Fort Smith plants. The Commission assumed responsibility for the establishment of a central heating and power generating station to supply the projected new townsite at Frobisher Bay, N.W.T. Also, at the request of



Panning for Gold in the Yukon.



The Modern Way — Giant Yellowknife Gold Mine.



Pioneer Home — Fort Smith.

the Department of Northern Affairs and National Resources, the Commission assumed responsibility for operation of the diesel plant at Aklavik on an agency basis.

1963

Construction of a transmission line between Rae and Yellowknife, and the feasibility of transferring the control of the Snare system from Snare Rapids to Yellowknife were investigated.

A contract for construction of the new Frobisher Bay central heating and power generating station was awarded; construction began in September.

The Taltson River Hydro Project was authorized in July and construction of the access road began in the fall, followed by award of the general contract in December; on-site construction commenced in March 1964.

A 1000 kw heavy duty diesel unit was installed in the Inuvik generating plant and a major extension of the utilidor system was constructed to serve new federal government residential premises.

1964

A contract for construction of the 175 miles Twin Gorges to Pine Point (via Fort Smith) transmission line was awarded and work began in June.

The new Frobisher Bay central generating and heating plant, comprising a 1000 kw heavy duty diesel, a 1500 kw gas turbine with exhaust gas boiler, and two oil fired boilers, was commissioned in March 1964 supplying central heating service to the new water treatment plant and hospital. Operation of the new water treatment plant and the heating and water supply system associated with the Federal Building (formerly U.S.A.F. S.A.C. premises) was undertaken by the Commission under contract with the Department of Northern Affairs and National Resources.

A 900 kw high speed diesel unit was transferred from Frobisher Bay and installed in a temporary addition to the Fort Smith diesel plant to ensure adequate generating capacity pending supply of hydro power from the Taltson River development.

On April 1, responsibility for operation of the utilities plant, (power, central heat, and water and sewerage systems) supplying the Department of National Health and Welfare, Northern Health Services Hospital and environs on Moose Factory Island in the James Bay area of northern Ontario, was transferred from that department to the Commission.

Following a decision to move the operational control centre of the Snare Rapids and Snare Falls plant to Yellowknife, a one storey building comprised of a control room, office space and a vehicle garage was constructed in Yellowknife in the fall of 1964 and the required additional remote control equipment was placed on order.

1965

Control equipment and three residences were transferred from Snare Rapids to Yellowknife and the Snare Rapids and



N.C.P.C. Power Plant at
Cambridge Bay, N.W.T.



N.C.P.C. Utilities Plant
at Moose Factory, Ontario.



Operator, Aklavik, N.W.T.

Snare Falls plants placed on remote control operation from Yellowknife.

A building to serve as the Control Centre and local administration office, and a stepdown substation were constructed in Fort Smith.

The Taltson Hydro-Electric Development was commissioned on October 29 by the Honourable E.J. Benson, Minister of National Revenue, and the Fort Smith diesel plant was reduced to standby operation in November.

At Frobisher Bay two steam boilers and a 600 kw diesel unit were installed in the central generating and heating plant and a steam line was constructed to supply the Federal Building area.

1966

Operation of the diesel plant at Cambridge Bay, N.W.T. was transferred from the Department of Transport to the Commission on November 1.

At Dawson, Y.T. the Commission assumed responsibility on October 1 for the distribution of power and water. A new powerhouse was constructed to house 3 - 250 kw diesel units, and a new electrical distribution system was constructed.

1967

On May 4, 1967, the operation of the diesel plant at Coppermine, N.W.T. was transferred from the Department of Transport to the Commission.

In order to impound run off, a rockfill storage dam was built on the upper Taltson River at the outlet of Nonacho Lake.

Construction began on the No. 3 hydro unit extension and a diesel standby plant at Whitehorse, Y.T.

A new powerhouse extension was completed at Moose Factory, Ontario and three diesel units were installed.

A 3500 foot extension to the Inuvik utilidor system was constructed and a 1000 kw diesel unit was commissioned in an extension to the existing powerhouse.

1968

Responsibility for the generation and distribution of electrical energy at Baker Lake, Chesterfield Inlet and Norman Wells, N.W.T. was transferred to the Commission.

At Inuvik, N.W.T. utilidor extensions to 50 new row houses and a 1600 foot water and sewer line were placed in service.

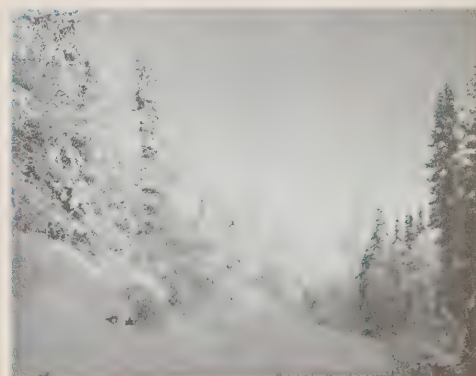
A 9000 kw peaking standby diesel generating plant at Whitehorse, Y.T. was commissioned in December. At year end installation of the No. 3 hydro unit was well advanced and the 250 mile - 138 kv transmission line from Whitehorse to the Anvil Mining Corporation's mine-mill complex in the Vangorda Creek area was in the final stages of construction.



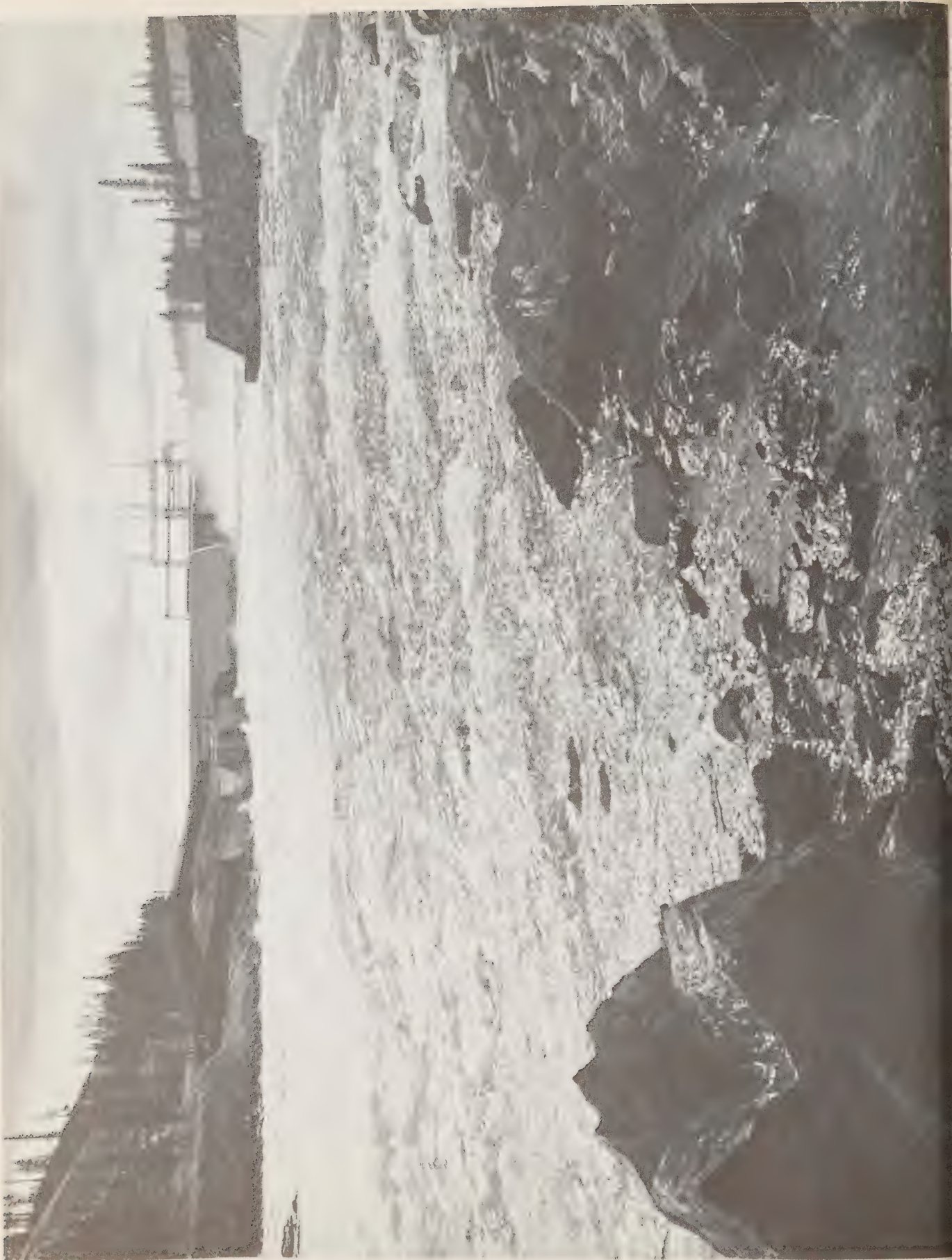
Inuvik Utilidor carrying heat, water and sewer services to all major buildings



N.C.P.C. -115 KV Transmission Line
From Taltson Hydro plant, N.W.T.



Road to Mayo Y.T. Spillway.





AUDITOR GENERAL OF CANADA

Ottawa, June 30, 1969.

The Honourable Jean Chrétien,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development,
Ottawa.

Sir,

I have examined the accounts and financial statements of Northern Canada Power Commission for the year ended March 31, 1969. In compliance with the requirements of section 87 of the Financial Administration Act, I report that, in my opinion:

- (a) proper books of account have been kept by the Commission;
- (b) the financial statements of the Commission
 - (i) were prepared on a basis consistent with that of the preceding year and are in agreement with the books of account,
 - (ii) in the case of the balance sheet give a true and fair view of the state of the Commission's affairs as at the end of the financial year, and
 - (iii) in the case of the statement of income and expense, give a true and fair view of the income and expense of the Commission for the financial year; and
- (c) the transactions of the Commission that have come under my notice have been within the powers of the Commission under the Financial Administration Act and any other Act applicable to the Commission.

Yours faithfully,

A. M. Henderson

Auditor General of Canada.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
(Established by the Northern Canada Power Commission Act)

	1969	1968
Assets		
Current Assets:		
Cash	\$ 1,806,098	\$ 589,864
Accounts receivable	3,957,397	2,218,309
Inventories of maintenance and operating supplies, at cost	<u>1,570,892</u>	<u>1,502,455</u>
Total Current Assets	<u>7,334,387</u>	<u>4,310,628</u>
Bonds held as Consumers' Security Deposits	75,000	75,000
Capital Assets, at cost:		
Power plants	31,570,274	30,368,833
Transmission and distribution facilities	8,052,697	7,177,242
Staff dwellings, warehouses and miscellaneous buildings	1,708,456	1,680,902
Communication, transportation and other equipment	939,791	866,132
Projects under construction	<u>8,125,438</u>	<u>2,922,800</u>
	50,396,656	43,015,909
Less: Accumulated depreciation	<u>9,259,302</u>	<u>8,391,535</u>
	41,137,354	34,624,374
Central heating, water and sewerage and fire alarm systems at Inuvik, Northwest Territories	<u>8,300,679</u>	<u>7,381,954</u>
Total Capital Assets	<u>49,438,033</u>	<u>42,006,328</u>
	<u>\$ 56,847,420</u>	<u>\$ 46,391,956</u>

Note: The Commission administers loans, which amounted to \$147,984,750 as at March 31, 1969, made by Canada pursuant to agreements entered into under the Atlantic Provinces Power Development Act.

Certified correct:

C.F. Prevey
Assistant General Manager,
Finance and Administration.

Approved:

J.A. MacDonald
Chairman

Balance Sheet as at March 31, 1969
(with comparative figures as at March 31, 1968)

Liabilities

	1969	1968
Current Liabilities:		
Accounts payable	\$ 1,406,673	\$ 861,149
Due on advances from Canada	—	513,038
Contractors' holdbacks	272,484	81,258
	<hr/>	<hr/>
Total Current Liabilities	1,679,157	1,455,445
	<hr/>	<hr/>
 Consumers' and other Security Deposits	 98,300	 90,689
 Proprietary Equity of Canada:		
Advances, including \$50,000 for investigation of projects	42,297,371	33,299,593
Equity represented by cost of:		
Central heating, water and sewerage and fire alarm systems at Inuvik, Northwest Territories, financed by parliamentary appropriations	8,300,679	7,381,954
Extension, expansion and improvements of capital assets financed from earnings	808,799	757,180
Reserve for contingencies	2,336,362	2,190,108
Earned surplus	1,326,752	1,216,987
	<hr/>	<hr/>
	55,069,963	44,845,822
	<hr/>	<hr/>
	\$ 56,847,420	\$ 46,391,956
	<hr/>	<hr/>

I have examined the above Balance Sheet and the related Statement of Income and Expense and have reported thereon under date of June 30, 1969 to the Minister of Indian Affairs and Northern Development.

A.M. Henderson
Auditor General of Canada

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
Statement of Income and Expense for the year ended March 31, 1969
(with comparative figures for the year ended March 31, 1968)

	1969	1968
Income:		
Sale of power	\$ 5,046,640	\$ 4,234,699
Income arising from construction, maintenance and operation of facilities for Canada and others	1,190,534	1,076,557
Sale of heat	1,043,753	1,005,153
Water and sewerage services	108,280	100,152
Interest	43,903	70,800
Miscellaneous	108,112	68,294
	<u>7,541,222</u>	<u>6,555,655</u>
Expense:		
Operation and maintenance:		
Salaries and wages	\$ 2,050,891	1,833,193
Fuel and lubricants	1,208,296	1,040,671
Materials and supplies	333,998	325,002
Employees' board and accommodation (net)	217,126	202,017
Maintenance and improvements	201,709	223,664
Travel and removal	113,443	107,194
Maintenance of trucks, tractors, etc.	61,714	55,841
Telegrams, telephone and postage	29,307	24,308
Plant, line and equipment rentals	26,809	27,733
Tools and miscellaneous equipment	19,745	32,081
Insurance	17,830	15,181
Miscellaneous	60,266	68,831
	<u>4,341,134</u>	<u>3,955,733</u>
Administration:		
Salaries	431,406	390,971
Office rent	35,539	33,291
Miscellaneous	45,538	43,031
	<u>512,483</u>	<u>467,311</u>
Interest on advances from Canada	1,446,990	1,346,861
Depreciation	888,231	701,401
	<u>7,188,838</u>	<u>6,471,311</u>
Net Income	<u>\$ 352,384</u>	<u>\$ 84,331</u>

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
Statement of Earned Surplus for the year ended March 31, 1969

Balance as at April 1, 1968	\$ 1,216,987
Net income for the year	352,384
Transfers to:	<u>1,569,371</u>
Reserve for contingencies	\$ 191,000
Equity-represented by cost of extension, expansion and improvements of capital assets financed from earnings	<u>51,619</u>
Balance as at March 31, 1969	<u>\$ 1,326,751</u>

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN
État des recettes et des dépenses
pour l'année terminée le 31 mars 1969
(Avec chiffres correspondants pour l'année terminée le 31 mars 1968)

1968	1969	\$ 5,046,640	\$ 4,234,699
1,076,557	1,190,534	Revenus provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation d'installations pour le compte du gouvernement du Canada et d'autres organismes	1,005,153
100,152	1,043,753	Ventes de chaleur	100,152
70,800	108,280	Services d'eau et d'égout	70,800
68,294	43,903	Intérêts	68,294
6,555,659	7,541,222	Divers	6,555,659
Dépenses			
Frais d'exploitation et d'entretien :			
1,833,193	\$ 2,050,891	Traitements et salaires	1,833,193
1,040,677	1,208,296	Combustibles et lubrifiants	1,040,677
325,002	333,998	Matériaux et fournitures	325,002
202,017	217,126	Pension et logement des employés (coût net)	202,017
223,664	201,709	Entretien et améliorations	223,664
107,194	113,443	Voyages et transport	107,194
55,847	61,714	Entretien de camions, tracteurs, etc.	55,847
24,300	29,307	Télégrammes, téléphone et affranchissements	24,300
27,739	26,809	Location de centrales, de lignes et	27,739
32,087	19,745	Outillage et matériel divers	32,087
15,187	17,830	Assurances	15,187
68,832	60,266	Divers	68,832
3,955,730	4,341,134	Frais d'administration :	3,955,730
390,979	431,406	Traitements	390,979
33,299	35,539	Location de locaux administratifs	33,299
43,039	45,538	Divers	43,039
467,313	512,483	Intérêts sur avances du gouvernement du Canada	467,313
701,409	888,231	Dépréciation	701,409
6,471,310	7,188,838	Recettes nettes	6,471,310
\$ 84,339	\$ 352,384		\$ 84,339

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN
État de l'excédent des recettes sur les dépenses pour l'année terminée le 31 mars 1969

\$ 1,216,987	\$ 191,000	Solde au 1er avril 1968
352,384	51,619	Recettes nettes de l'année
1,569,371		Virements :
		Réserve pour imprévus
		Avoir propre équivalant au coût de l'extension, de l'expansion et de l'amélioration des immobilisations et finance par les gains
242,619		Solde au 31 mars 1969
\$ 1,326,752		

Passif

1969	1968
Exigibilités:	
Comptes à payer	\$ 861,149
Intérêts sur avances du gouvernement du Canada	513,038
Retenues des entrepreneurs	81,258
Total des exigibilités	1,455,445
Dépôts des consommateurs et autres garanties	98,300
Avoir propre du gouvernement du Canada:	
Avances, y compris \$50,000 pour enquêtes	42,297,371
au sujet des projets	
Mise de fonds que représente le coût:	
des réseaux de chauffage urbain, d'eau et	
d'égout, et d'avertisseurs d'incendie à Inuvik	
(Territoires du Nord-Ouest), financée au moyen	
d'un crédit du Parlement;	8,300,679
de l'extension, du développement et de	
l'amélioration des immobilisations, financé	
avec les bénéfices.	808,799
Réserve pour imprévus	2,336,362
Excédent de revenu	1,326,752
	55,069,963
	44,845,822
	1,216,987
	757,180
	2,190,108
	1,216,987
	\$ 46,391,956

L'auditeur général du Canada

A.M. Henderson

J'ai examiné le bilan ci-dessus et l'état des recettes et des dépenses qui s'y rapporte, et j'ai fait rapport à ce sujet, en date du 21 juin 1968, au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

Actif

	1969	1968
Disponibilités:		
En caisse	\$ 1,806,098	\$ 589,864
Comptes à encaisser	3,957,397	2,278,309
Stocks de fournitures d'entretien et d'exploitation, au prix coûtant	1,570,892	1,502,455
Total des disponibilités	7,334,387	4,370,628
Obligations gardées comme dépôts de garantie des consommateurs	75,000	75,000
Immobilisations (prix coûtant)		
Centrales électriques	31,570,274	30,368,833
Installations de transport et de distribution d'énergie	8,052,697	7,177,242
Logements du personnel, entrepôts et bâtiments divers	1,708,456	1,680,902
Matériel de communication, de transport et autre	939,791	866,132
Constructions en cours	8,125,438	2,922,800
	50,396,656	43,015,909
	9,259,302	8,391,535
	41,137,354	34,624,374
Réseaux de chauffage urbain, d'eau et d'égout, et d'avertisseurs d'incendie à Inuvik (Territoires du Nord-Ouest)	8,300,679	7,381,954
Total des immobilisations	49,438,033	42,006,328
	\$ 56,847,420	\$ 46,391,956

Nota: La Commission administre des prêts (qui s'élevaient à \$147,984,750 au 31 mars 1969) consentis par le gouvernement canadien, conformément aux accords conclus en vertu de la Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique

Certifié conforme:

C.F. Prevey

Directeur général adjoint
(Finances et administration)

Approuvé:

J.A. MacDonald

Président



AUDITEUR GÉNÉRAL DU CANADA

Ottawa, le 30 juin 1969

L'honorable Jean Chrétien
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa

Monsieur le Ministre

J'ai examiné les comptes et les états financiers de la Commission d'énergie du Nord canadien, pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1969. Conformément aux dispositions de l'article 87 de la Loi sur l'administration financière, je déclare que, à mon avis:

a) la Commission a tenu les livres de comptes appropriés;

b) les états financiers de la Commission

- (1) ont été établis de la même manière que l'année dernière et en accord avec les livres de comptes;
- (1i) en ce qui concerne le bilan, donnent une idée exacte et juste de l'état des affaires de la Commission à la fin de l'année financière;
- (1ii) en ce qui concerne l'état des recettes et des dépenses, donnent une idée exacte et juste de la situation de la Commission à la fin de l'année financière;

c) Les opérations de la Commission dont j'ai pris connaissance étaient de la compétence de la Commission selon la Loi sur l'administration financière et toute autre loi applicable à la Commission.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de ma haute considération.

L'auditeur général du Canada

A. M. Henderson

La Commission se charge, le 1er octobre, de la distribution de l'eau et de l'énergie électrique à Dawson, au Yukon. Elle y construit un nouveau réseau de distribution électrique et une nouvelle centrale qui sera équipée de trois groupes électrogènes diesel, chacun développant une puissance de 250 kW.

1967

Le 4 mai, la Commission prend en charge l'exploitation de la centrale diesel de Coppermine (T.N.-O.), administrée jusque-là par le ministère des Transports.

Pour obtenir une meilleure utilisation du débit de l'eau, on construit un barrage en enrochement en amont de la rivière Talison, au débouché du lac Nonacho.

La Commission met en chantier les travaux de construction de la centrale diesel de secours et de l'annexe n° 3 devant recevoir une génératrice hydro-électrique, à Whitehorse (Yukon).

L'annexe à la centrale de Moose Factory (Ont.) est terminée et trois groupes diesel y sont installés.

On prolonge de 3,500 pieds le réseau Utilidor d'Inuvik et le groupe diesel de 1,000 kW, installé dans l'annexe de la centrale, est mis en service.

1968

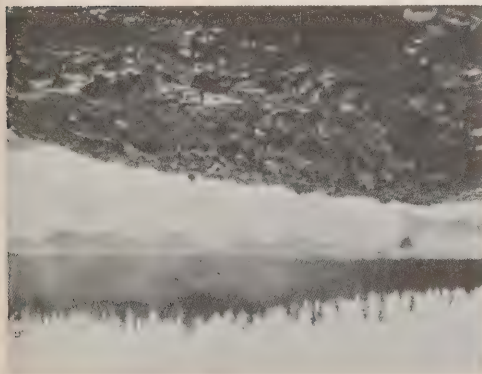
On remet à la Commission la tâche de produire et de distribuer l'énergie électrique à Baker Lake, à Chesterfield Inlet et à Norman Wells.

A Inuvik (T.N.-O.), on met en service le prolongement de l'Utilidor jusqu'à un ensemble de 50 maisons en rangée nouvellement construites, ainsi qu'un réseau d'eau et d'égout de 1,600 pieds.

Une centrale diesel de 9,000 kW est ouverte à Whitehorse Yukon, en décembre, afin de servir lors des périodes de pointe et pour être utilisée comme usine de secours. A la fin de l'année, les travaux d'installation du group électrogène n° 3 sont passablement avancés, et la construction d'une ligne de transport d'énergie d'une longueur de 250 milles et d'une tension de 138 kV, reliant Whitehorse à l'ensemble mine-usine de l'Anvil Mining Corporation Limited est sur le point d'être terminée.

On installe un groupe diesel de 200 kW, à Fort Resolution (T.N.-O.), afin d'assurer une réserve de secours suffisante. A la suite d'un éboulement à Fort Smith (T.N.-O.), il devient nécessaire de reconstruire la centrale diesel de secours en un autre endroit.

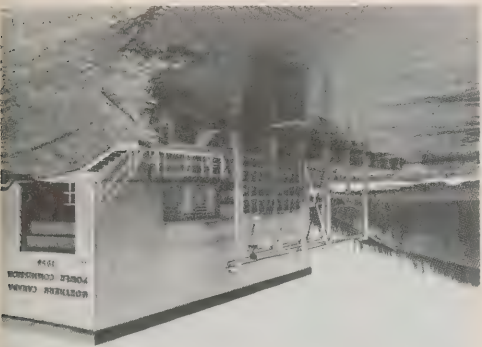
En mars 1969, le groupe électrogène n° 2 de la centrale de Mayo (Yukon) est détruit au cours d'un accident rare, mais la production d'énergie est maintenue grâce au groupe n° 1.



Déversoir de Talison (T.N.-O.).



Centrale de la C.E.N.C., à Field (C.-B.).



Centrale hydro-électrique de Whitehorse (Yukon).

kw, un groupe turbo-générateur à gaz de 1.500 kW avec chaudière chauffée par récupération de la chaleur des gaz d'échappement et deux chaudières à mazout) est mise en service en mars 1964, ce qui permet de fournir le chauffage à la nouvelle usine de traitement des eaux et au nouvel hôpital. La Commission entend à forfait, pour le compte du ministère du Nord canadien et des Ressources nationales, d'exploiter la nouvelle centrale électrique et chaufferie centrale de l'immeuble fédéral (anciens locaux de l'U.S.A.F. S.A.C.)

Un groupe diesel à grand rendement, d'une puissance de 900 kW, provenant de Frobisher Bay, est installé dans un local temporaire construit à la centrale diesel de Fort Smith, afin d'assurer la production du courant nécessaire, pendant que la construction de la centrale hydro-électrique de la rivière Taltson se poursuit.

Le 1er avril, la Commission prend en charge l'usine des services d'utilité publique (électricité, chauffage, eaux et égouts) desservant les bâtiments du ministère de la Santé nationale et du Bien-être social, de l'hôpital des Services de santé du Nord canadien, de l'île de Moose Factory et de la baie James, en Ontario; l'usine était jusque-là exploitée par le ministère de la Santé nationale et du Bien-être social.

La Commission ayant décidé d'installer à Yellowknife le centre de commande des centrales des rapides de la Snare et des chutes de la Snare, elle fait construire à l'autome un bâtiment de plain-pied comprenant la salle de commande, les bureaux et le garage; entre-temps, elle passe commande de l'équipement de télécommande.

1965

La Commission fait démonter l'équipement de commande et trois maisons se trouvant aux rapides de la Snare pour les réinstaller à Yellowknife, ce qui permet désormais de télécommander de Yellowknife les centrales des rapides de la Snare et des chutes de la Snare.

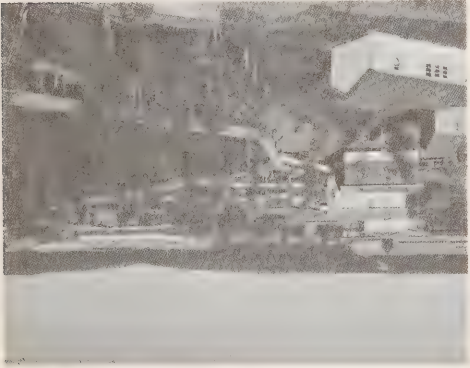
La Commission fait construire à Fort Smith un bâtiment d'administration, ainsi qu'une station de raccordement et de distribution d'électricité.

Le 29 octobre, l'honorable E.J. Benson, ministre du Revenu national, inaugure les installations hydro-électriques de la rivière Taltson, et en novembre, la centrale diesel de Fort Smith devient une centrale de secours.

On installe deux chaudières à vapeur et un groupe diesel de 600 kW à la centrale électrique et chaufferie centrale de Frobisher Bay; on pose en même temps une conduite de vapeur pour desservir l'immeuble fédéral et ses environs.

1966

Le 1er novembre, la Commission prend en charge la centrale diesel, à Cambridge Bay, dans les Territoires du Nord-Ouest, laquelle était jusque-là exploitée par le ministère des Transports.



Conduite utilidor d'Inuvik, assurant le chauffage et les services d'eau et d'égout pour tous les principaux bâtiments.



Ligne de transport d'électricité de 115 kV de la C.E.N.C., vue de la centrale hydro-électrique de Taltson (T.N.-O.).



Route menant au déservoir de Mayo (Yukon).

production et la distribution de l'électricité et l'exploitation des services des eaux et des égouts à Dawson (Yukon), dont les frais sont acquittés par la Commission et le gouvernement du Yukon.

1962

À la suite de négociations avec la société *Pine Point Mines Limited* à l'automne de 1961, la Commission fait faire une étude portant sur l'aménagement éventuel d'une centrale hydro-électrique pour desservir la région minière de Pine Point, située près du Grand Lac des Esclaves, dans les Territoires du Nord-Ouest. Un levé préliminaire effectué en février 1962 révèle la présence d'un emplacement aux deux gorges (Twin Gorges), sur la rivière Taltson, et à quelque 35 milles au nord-est de Fort Smith (T.N.-O.), qui répond aux besoins de l'exploitation minière de Pine Point; une étude topographique de l'emplacement et de ses alentours est ensuite effectuée au cours de l'été.

On installe des groupes diesel supplémentaires et des réservoirs de carburant aux centrales de Fort Simpson et de Fort Smith. La Commission prend en charge l'aménagement d'une chaufferie centrale et d'une centrale électrique, en vue de desservir le nouveau lotissement en construction à Frobisher Bay (T.N.-O.), et, à la demande du ministère du Nord canadien et des Ressources nationales, de l'exploitation d'une centrale diesel à Aklavik, à titre d'agent du ministère.

1963

La Commission entreprend une étude portant sur la construction d'une ligne de transport pour relier la localité de Rae à Yellowknife, ainsi que sur le transfert à Yellowknife de la cabine de commande du réseau de la Snare, qui se trouve à la centrale des rapides de la Snare.

La Commission adjuge le contrat pour la construction de la centrale électrique et de la chaufferie centrale du nouveau lotissement de Frobisher Bay, et les travaux commencent en septembre.

En juillet, la construction de la centrale hydro-électrique de la rivière Taltson est approuvée. À l'automne, on commence à aménager le chemin d'accès et la Commission adjuge les travaux de construction des bâtiments, qui commencent dès mars 1964.

On installe un groupe diesel lourd d'une puissance de 1,000 kW à la centrale d'Inuvik, et l'on entreprend un agrandissement majeur du réseau de conduites *Utilidor* en vue de desservir les nouvelles maisons que le gouvernement fédéral a fait construire pour ses employés.

1964

L'entreprise pour la construction d'une ligne de transport reliant Twin Gorges à Yellowknife (par Fort Smith) est adjugée et les travaux commencent en juin.

La nouvelle centrale électrique et la chaufferie centrale de Frobisher Bay (comportant un groupe diesel lourd de 1,000



Centrale de la C.E.N.C., à Cambridge Bay (T.N.-O.).



Usine de services publics de la C.E.N.C., à Moose Factory (Ontario).



L'opérateur de la centrale d'Aklavik (T.N.-O.).

A la demande du ministère du Nord canadien et des Ressources nationales, la Commission prend en charge, en septembre, l'exploitation de la centrale électrique et des services de chauffage urbain et des eaux de Fort McPherson (T.N.-O.). La centrale hydro-électrique des rapides de Whitehorse est mise en service en novembre, ce qui permet de desservir directement les installations et bâtiments du ministère de la Défense nationale et, par l'intermédiaire de la Yukon Electrical Company Limited, la population de Whitehorse. La centrale électrique et le réseau de distribution d'Inuvik (T.N.-O.) sont mis en service en décembre; la chaufferie centrale et une partie du réseau *Utilidor* sont mis en service peu après, au début de 1959.

1959

On commence à construire la centrale hydro-électrique des rapides de la Snare en 1959; en été, on construit une centrale diesel de secours à Yellowknife.

En février 1959, en vertu d'un contrat de location conclu avec le ministère des Transports, la Commission prend en charge l'exploitation d'une centrale diesel de 1.000 kW qui vient d'être aménagée à Frobisher Bay; ce contrat n'est que temporaire, en attendant la mise en service d'une nouvelle centrale électrique pour desservir le nouveau lotissement urbain.

La centrale électrique diesel et le réseau de distribution de Field (C.-B.) sont construits durant l'été et l'automne, et mis en service en décembre.

1960

On procède à une étude technique au sujet de la fourniture de l'électricité à Fort Resolution et à Norman Wells (T.N.-O.), ainsi qu'au sujet d'un établissement pour l'entretien de la route transcanadienne, près du col Rogers and le parc national de Glacier. L'étude relative à cet établissement a conduit à mener une enquête sur place qui a porté sur la rentabilité éventuelle de plusieurs emplacements. Le résultat a été négatif.

Construite en 1960, la centrale électrique diesel de Fort Resolution est mise en service en janvier 1961.

Les premières installations du réseau des services d'utilité publique d'Inuvik sont construites et un groupe électrogène diesel supplémentaire, d'une puissance de 900 kW, est installé à la centrale.

La centrale hydro-électrique des chutes de la Snare est mise en service en décembre.

1961

On installe les derniers groupes électrogènes des centrales diesel de Field et de Fort Resolution. A la demande du Commissaire du Yukon, la Commission fait faire une enquête sur place et une étude technique portant sur la



Chercheurs d'or en train de laver du gravier à la bâtee au Yukon



Installations d'exploitation modernes - mine d'or de la Giant Yellowknife



Cabane de pionnier, à Fort Smith

Une nouvelle modification est apportée en août 1956 à la Loi, afin de changer le nom officiel de la Commission en "Commission d'énergie du Nord canadien" et de l'autoriser à fournir les services d'utilité publique, c'est-à-dire les services d'électricité d'origine hydraulique ou thermique, d'eau, d'égouts et de téléphone. La Commission est en outre autorisée à exploiter des ressources énergétiques, n'importe où au Canada, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil et en conformité avec les lois des provinces en cause; de nouvelles dispositions de la Loi permettent aussi à la Commission de financer désormais l'agrandissement ou l'amélioration des centrales et installations.

L'installation, en 1957, d'un deuxième groupe de 3,000 HP à la centrale hydro-électrique de la rivière Mayo est approuvée.

En juillet 1956, la Commission approuve la construction d'une centrale d'une puissance installée de 15,000 HP, aux rapides de Whitehorse, à quelque 2 milles en amont de la ville de Whitehorse, sur le fleuve Yukon. Les travaux commencent en novembre 1956.

1957

La Commission prend en charge le réseau de distribution d'électricité de Mayo Landing, acheté à la Mayo Light and Power Company, d'où une baisse sensible du tarif du courant.

La Commission est alors chargée d'appliquer la Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique, adoptée par le Parlement en 1957, et qui prévoit l'octroi de fonds aux provinces de l'Atlantique pour la construction de centrales thermo-électriques et de lignes de transmission à haute tension, et de subventions à l'utilisation de houille de l'Est à la production d'électricité dans les provinces de l'Atlantique; jusqu'en 1965, l'octroi de ces subventions incombait à l'Office fédéral du charbon.

On procède en 1957 à une étude des besoins d'électricité de la localité de Frobisher Bay (T.N.-O.).

La même année, les plans pour la construction d'une centrale électrique, d'une chaufferie centrale et d'un réseau de conduites Ullildor à Inuvik sont presque terminés.

En décembre 1957, un deuxième groupe générateur est mis en service à la centrale de la rivière Mayo.

1958

En 1958, on agrandit les centrales de Fort Smith et de Fort Simpson, en vue d'y installer des groupes générateurs supplémentaires.

La même année, la Commission approuve l'aménagement d'une deuxième centrale hydro-électrique sur la rivière Snare, à l'emplacement dit des chutes de la Snare, à une dizaine de milles en aval de la centrale de la rivière Snare, devenue depuis la centrale des rapides de la Snare.



Édifice administratif avec hôtel en annexe, à Frobisher Bay (T.N.-O.)



Installations de la Pine Point Mines, à Pine Point (T.N.-O.)



Conduite Ullildor en voie de construction, à Inuvik (T.N.-O.)

centrale hydro-électrique en vue de desservir les mines d'argent et de plomb du district de Keno Hill, près de Mayo Landing (Yukon), qui viennent d'être remises en exploitation. A cette fin, l'étude technique de plusieurs emplacements de forces hydrauliques est entreprise en 1949.

Pour que ce projet soit mis à exécution, la Loi est modifiée en mars 1949, de façon à être appliquée également au Yukon.

1950

La Commission passe commande de l'équipement de la centrale diesel de Fort Smith et fait construire les bâtiments et une partie du réseau de distribution en 1949; en 1950, les groupes générateurs et le réseau de distribution sont prêts à être mis en service et en octobre, l'honorable M. George Prudham, député et secrétaire parlementaire du ministre des Ressources et du Développement économique, inaugure officiellement.

1951 et 1952

On commence à construire la centrale hydro-électrique de la rivière Mayo en mars 1951; quelques mois plus tard, la Direction des ressources hydrauliques procède, à la demande de la Commission, à une étude technique en vue de découvrir un emplacement de force aux environs de Whitehorse. La centrale de la rivière Mayo est mise en service en novembre 1952, pour desservir les exploitations minières de la région de Keno Hill et la localité de Mayo, cette dernière ayant jusque-là été desservie par la centrale diesel d'une société privée; la Commission a acheté le réseau de distribution de la société à l'automne de 1956.

1953

En avril 1953, la centrale hydro-électrique de la société Cominco Limited, située à Bluefish, commence à desservir l'exploitation minière de la société Consolidated Discovery Yellowknife Mines Limited, par une ligne de transport sur poteaux de 42 milles de longueur sous une tension de 34,500 volts, construite par la société minière et reliant la centrale à l'exploitation de la mine Discovery, située au nord-ouest de Bluefish.

1954

En 1954, la Commission fait poser des fils téléphoniques sur les pylônes de la ligne de transport reliant la centrale de la Snare à la station de transformation de Yellowknife.

1955

La centrale de Fort Smith est agrandie en vue d'y installer un quatrième groupe générateur et un réservoir d'une capacité de 100,000 gallons, afin d'utiliser le combustible que la raffinerie de Norman Wells peut fournir à bon compte. A l'automne de 1955, on fait des études techniques et des enquêtes en vue de déterminer si une centrale thermique à charbon utilisant la houille du gisement de Carmacks conviendrait mieux qu'une centrale hydro-électrique pour faire face aux besoins croissants d'énergie électrique de la région de Whitehorse et du Yukon.

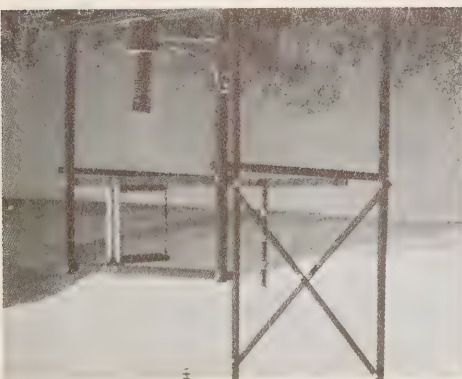
Poste de réseau électrique, à Whitehorse (Yukon)



Vêtements d'hiver, au nord du 60°



Transformateur près de Lac Little Salmon, Yukon



Le Parlement canadien a adopté en juin 1948 la Loi sur la Commission d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, en vue de favoriser l'aménagement et l'exploitation de centrales électriques pour desservir les exploitations minières et autres dans les Territoires du Nord-Ouest.

La Commission est autorisée à se procurer des fonds du gouvernement du Canada, par l'intermédiaire du ministère des Finances, en vue de financer la construction d'installations électriques, à des taux d'intérêts et selon des périodes d'amortissement approuvés par le gouverneur en conseil. La Loi dispose que les frais généraux et les dépenses d'exploitation et d'entretien doivent être couverts par auto-financement, grâce aux recettes d'exploitation.

Dès la mise en vigueur de la Loi et l'entrée en fonction de son premier président, le 1^{er} septembre 1948, la Commission prend en charge le réseau électrique de la rivière Snare, à quelque 90 milles au nord-ouest de Yellowknife (T.N.-O.), que le ministère des Mines et des Ressources avait aménagé pour le compte du gouvernement fédéral et qu'il était sur le point de mettre en service.

Le centrale et les installations connexes ont été mises en chantier en janvier 1946, à la suite de démarches entreprises par la société *Giant Yellowknife Gold Mines Limited* auprès du ministère des Mines et des Ressources, en vue d'aménager un emplacement de forces hydrauliques situé sur la rivière Snare, à quelque 70 milles au nord-ouest de Yellowknife, pour fournir quelque 6,000 HP de force motrice à des exploitations minières et à des usines de bocardage, aux environs de Yellowknife. En raison de l'intérêt croissant manifesté à l'égard des ressources minières de la région, le gouvernement fédéral décide d'aménager des installations d'une puissance de quelque 8,350 HP sur la même rivière, mais à quelque 20 milles plus au nord, afin de favoriser l'établissement d'exploitations minières dans la région de Yellowknife.

La centrale de la Snare et la ligne de transport sont mises en service le 4 octobre 1948, et ne desservent au début qu'un client, la société *Giant Yellowknife Gold Mines Limited*, la ville de Yellowknife et l'exploitation minière *Con*, de la société *Cominco Limited*, commençant à être desservies en 1949, grâce à une ligne de raccordement de faible longueur, reliant la ligne de transport du réseau de la rivière Snare à celle de Bluefish à Yellowknife, construite par la société *Cominco Limited*.

1949

En 1949, la Commission fait construire une grande centrale électrique diesel, pour remplacer les trois petites centrales exploitées par divers ministères du gouvernement fédéral et qui desservaient la région de Fort Smith (T.N.-O.). La Commission fait construire la centrale à forfait et une petite partie du réseau est aménagée la même année. La Commission, de concert avec le Bureau fédéral des eaux et de l'énergie, convient d'étudier l'aménagement d'une

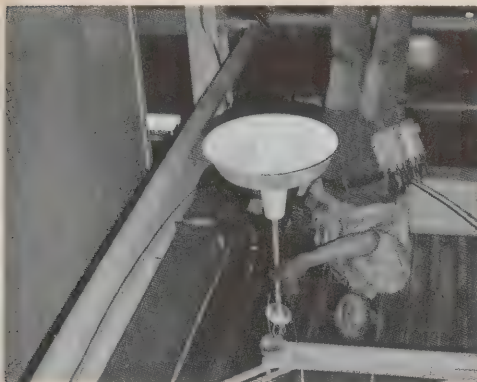
Équipe d'inspection et
d'entretien de la CENC



Enfants du Nord



Electricien vérifiant des appareils d'éclairage



ANNÉE TERMINÉE 31 MARS	1969	1968	1967	1966	1965	1964	1963	1962	1961	1960
DONNÉES GÉNÉRALES	Nombre de centrales en exploitation	19	16	15	13	12	11	11	10	9
		273	271	256	250	245	203	182	150	128
PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE	(en milliers de kW/h)	279	247	227	183	161	153	144	101	101
	d'origine hydraulique	41	34	29	30	32	25	24	16	11
	d'origine thermique	—	2	5	—	—	—	—	3	3
	Achats	320	283	261	213	192	178	168	120	114
	Total (en millions de kWh)	60	55	51	50	36	33	33	28	22
CHALEUR ET EAU	Ventes d'énergie calorifique (en 10 ⁹ BTU)	338*	356	346	284	286	164	144	125	28
	Ventes d'eau (en 10 ⁶ gallons)	190*	179	191	166	135	56	—	—	—
FINANCES	(en milliers de dollars)	7.5	6.6	6.0	5.3	5.0	4.2	3.9	3.0	2.5
	Revenu brut	4.9	4.4	4.0	3.4	3.2	2.5	2.4	1.4	1.1
	Dépenses	.9	.7	.7	.6	.5	.5	.5	.6	.5
	Remboursement de capital	1.4	1.3	1.4	.7	.8	.7	.8	.5	.5
	Intérêts	.4	.1	—	.6	.5	.4	.2	.5	.4
REVENU NET		.4	.1	—	.6	.5	.4	.2	.5	.4

* Contrairement aux années précédentes, ces données ne comprennent pas les ventes à Fort Simpson et à Fort McPherson.

DES LIGNES DE TRANSPORT AÉRIEN, TERRESTRE, FLUVIAL ET MARITIME DESSERVENT LES CENTRALES DE LA CENC



L'avion transporte
marchandises et passagers.



Train de péniches transportant
des marchandises vers Inuvik,
sur le fleuve Mackenzie.



Moyens de transport par terre
et par mer (Frobisher Bay).



Semi-remorques à chenilles
en terrain difficile (T.N.-O.).

Les renseignements qui suivent montrent dans quelle mesure la Commission d'énergie du Nord canadien a contribué à la mise en valeur du Canada, au nord du 60e parallèle.

Centrales hydro-électrique de Yellowknife (rivière Snare) (T.N.-O.)	Centrales hydro-électrique de Yellowknife (rivière Snare) (T.N.-O.)
Centrale des rapides de la Snare	Centrale des rapides de la Snare
1 groupe électrogène — 8,350 HP	1 groupe électrogène — 8,350 HP
Centrale des chutes de la Snare	Centrale des chutes de la Snare
1 groupe électrogène — 9,200 HP	1 groupe électrogène — 9,200 HP
Centrale diesel de secours de Yellowknife	Centrale diesel de secours de Yellowknife
1 groupe électrogène — 1,000 kW	1 groupe électrogène — 1,000 kW
Réseau des services d'utilité publique d'Inuvik (T.N.-O.)	Réseau des services d'utilité publique d'Inuvik (T.N.-O.)
Centrale électrique, chaufferie centrale et service d'eau et d'égout	Centrale électrique, chaufferie centrale et service d'eau et d'égout
1 turbine à vapeur — 600 kW	1 turbine à vapeur — 600 kW
6 groupes générateurs diesel — 3,900 kW	6 groupes générateurs diesel — 3,900 kW
Puissance globale — 4,500 kW	Puissance globale — 4,500 kW
Centrale diesel d'Aklavik (T.N.-O.)	Centrale diesel d'Aklavik (T.N.-O.)
La Commission exploite cette centrale pour le compte du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien	La Commission exploite cette centrale pour le compte du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
6 groupes électrogènes — 760 kW au total	6 groupes électrogènes — 760 kW au total
Réseau des services d'utilité publique de Fort McPherson (T.N.-O.)	Réseau des services d'utilité publique de Fort McPherson (T.N.-O.)
La Commission exploite une centrale électrique diesel, la chaufferie de l'auberge et le service d'eau et d'égout pour le compte du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien	La Commission exploite une centrale électrique diesel, la chaufferie de l'auberge et le service d'eau et d'égout pour le compte du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
4 groupes électrogènes — 750 kW au total	4 groupes électrogènes — 750 kW au total
Centrale diesel de Coppermine (T.N.-O.)	Centrale diesel de Coppermine (T.N.-O.)
3 groupes électrogènes — 600 kW au total	3 groupes électrogènes — 600 kW au total
Centrale à turbines à gaz de Norman Wells (T.N.-O.)	Centrale à turbines à gaz de Norman Wells (T.N.-O.)
2 groupes électrogènes — 700 kW au total	2 groupes électrogènes — 700 kW au total
Centrale diesel de Chesterfield Inlet (T.N.-O.)	Centrale diesel de Chesterfield Inlet (T.N.-O.)
3 groupes électrogènes — 400 kW au total	3 groupes électrogènes — 400 kW au total
Centrale hydro-électrique de la rivière Mayo (Yukon)	Centrale hydro-électrique de la rivière Mayo (Yukon)
2 groupes électrogènes — 6,000 HP au total	2 groupes électrogènes — 6,000 HP au total
Centrale des rapides de Whitehorse (Yukon)	Centrale des rapides de Whitehorse (Yukon)
2 groupes hydro-électriques — 15,000 HP au total	2 groupes hydro-électriques — 15,000 HP au total
Centrale diesel de Dawson (Yukon)	Centrale diesel de Dawson (Yukon)
La Commission exploite le système d'approvisionnement d'eau pour le compte du gouvernement du Yukon	La Commission exploite le système d'approvisionnement d'eau pour le compte du gouvernement du Yukon
3 groupes électrogènes — 750 kW au total	3 groupes électrogènes — 750 kW au total

Au cours de l'année, la Commission a autorisé et conclu des accords concernant des prêts additionnels totalisant \$55,846,350.

La Loi de 1958 sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique prévoit la conclusion d'accords entre l'administration fédérale et les administrations des provinces de l'Atlantique, ainsi que d'accords concernant certains travaux d'aménagement, entre la Commission d'énergie du Nord canadien et les diverses commissions provinciales de l'énergie; ces accords ont pour objet d'assurer de l'aide aux organismes provinciaux en vue de favoriser la production et la distribution d'électricité. Cette aide peut se traduire en prêts à long terme pour la construction de centrales thermo-électriques et de lignes de transport de courant à haute tension, ainsi qu'en subventions à l'extraction, dans les provinces de l'Atlantique, de houille destinée à la production d'énergie électrique. Les prêts relatifs aux centrales thermo-électriques sont remboursables en 30 ans, à compter de l'achèvement des installations; les prêts concernant les lignes de transport d'énergie sont remboursables en 40 ans.

LOI SUR LA MISE EN VALEUR DE L'ÉNERGIE DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE

Yellowknife/rivière Snare (T.N.-O.)	\$ 7,000
Fort Smith (T.N.-O.)	30,000
Fort Simpson (T.N.-O.)	1,000
Whitehorse (Yukon)	90,000
Moose Factory (Ont.)	3,000
Rivière Taltson (T.N.-O.)	60,000
	<u>\$ 191,000</u>

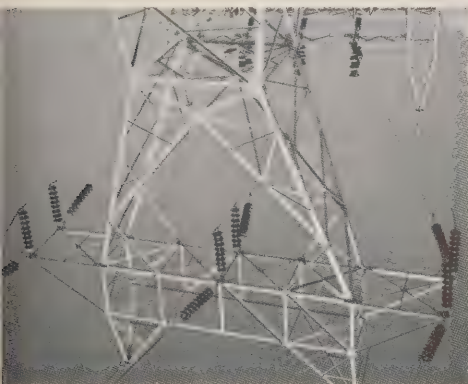
Au cours de l'exercice financier 1968-1969, la Commission a autorisé l'affectation de revenus excédentaires au fonds de réserve pour imprévus, pour les centrales suivantes:

Fonds de réserve pour imprévus

Yellowknife/rivière Snare (T.N.-O.)	\$ 365
Fort Smith/rivière Taltson (T.N.-O.)	209
Fort Simpson (T.N.-O.)	58,070
Inuvik (T.N.-O.)	35,535
Frobisher Bay (T.N.-O.)	11,747
Fort McPherson (T.N.-O.)	26,308
Fort Resolution (T.N.-O.)	6
Aklavik (T.N.-O.)	12,964
Moose Factory (Ont.)	307
Dawson (Yukon)	9,445
Coppermine (T.N.-O.)	208
Cambridge Bay (T.N.-O.)	502
Norman Wells (T.N.-O.)	283
Chesterfield Inlet (T.N.-O.)	104
Administration centrale (Ottawa)	6,489
	<u>\$ 162,542</u>



Monteur de la CENC,
à Frobisher Bay (T.N.-O.)



Pylône supportant une ligne
de 138 kV, à Whitehorse (Yukon)



Génératrice diesel de 5,150 kW
du type Mirless, à Whitehorse (Yukon)

La production d'énergie électrique a connu une hausse rapide au cours de la décennie de 1959 à 1968, passant de 114 à 320 millions de kilowatts-heures. En 1959, la Commission exploitait neuf centrales, tandis qu'elle en administre aujourd'hui 21, réparties dans 19 établissements.

Au cours de la même période, la charge de pointe nette est passée de 22,000 kW à 60,000 kW.

De 28 milliards de B.T.U. qu'elles étaient en 1959, les ventes de chaleur sont passées à 338 milliards de B.T.U. en 1968.

Les ventes d'eau, qui étaient de 56 millions de gallons en 1963, sont maintenant de 190 millions de gallons.

Le nombre d'employés nécessaires pour gérer les centrales supplémentaires et pour mener à bien les affaires de la Commission, au cours de la décennie, est passé de 128 à 273.

Au cours de cette période, les recettes brutes sont passées de 2,5 à 7,5 millions de dollars.

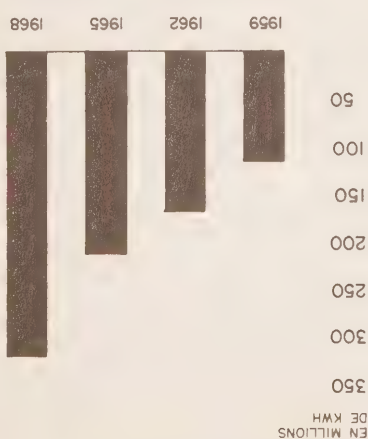
Depuis le début de l'entreprise en 1948, tous les paiements d'intérêts, d'amortissement de dettes et de frais d'exploitation ont été faits à même les recettes. En conséquence, les contribuables canadiens n'ont pas été tenus de subventionner la Commission.

Travaux à forfait

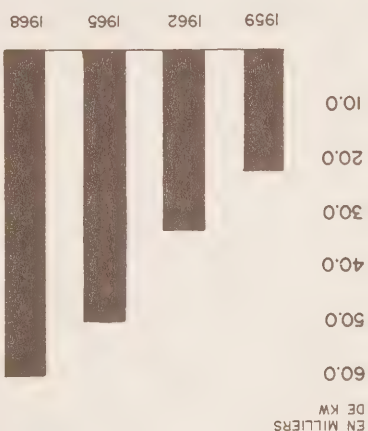
La Commission a exploité la centrale d'Aklavik (T.N.-O.), la chaudière de l'aberge et le réseau d'eau et d'égout, à Fort McPherson (T.N.-O.), la chaudière centrale et l'usine de traitement de l'eau de Frobisher Bay (T.N.-O.), pour le compte du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Elle a en outre exécuté des travaux de construction et d'entretien de matériel électrique et mécanique, y compris des travaux d'installation et de construction qu'elle a effectués en divers endroits pour d'autres ministères et organismes fédéraux.

Tous les travaux à forfait, dont les frais sont recouvrables, ont été exécutés au prix coûtant, mais avec une majoration sur les frais de main-d'oeuvre, destinée à compenser les frais généraux. Cette majoration a rapporté un montant de \$162,542, ce qui a réduit la part des frais généraux assignée à chacune des entreprises, comme suit:

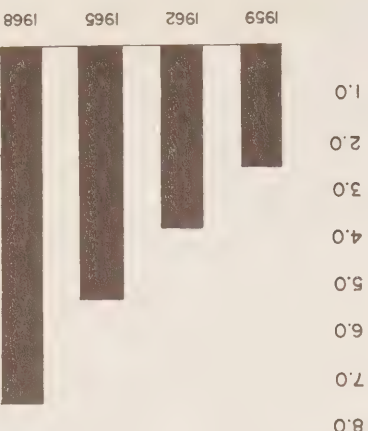
PRODUCTION D'ÉNERGIE



CHARGE DE POINTE NETTE



RECETTES BRUTES



RÉSULTAT DES EXPLOITATIONS

Les recettes brutes, qui se sont chiffrées par \$7,541,222 pour l'année terminée le 31 mars 1969, se sont accrues de \$985,567 comparativement à l'année précédente, soit une augmentation de 15.03 p. 100.

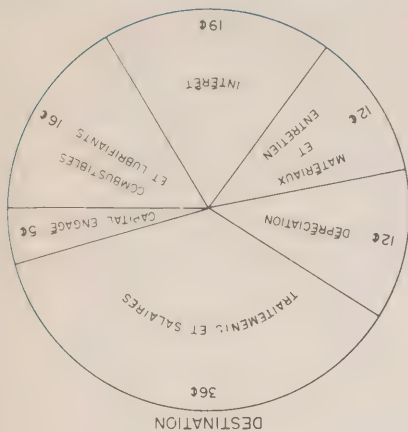
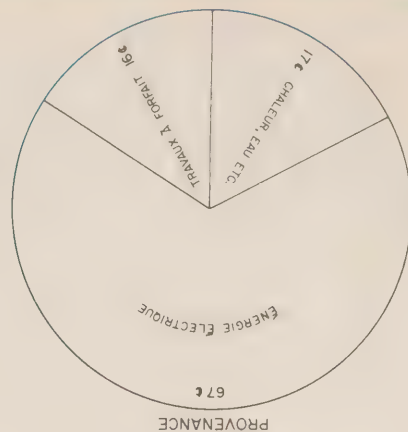
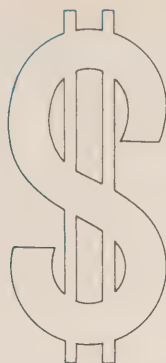
Les recettes nettes, toutes dépenses payées, ont été de \$352,384 contre \$84,339 pour l'année précédente. La provenance et la destination des recettes sont les suivantes:

Provenance	Année terminée le 31 mars 1969	Année terminée le 31 mars 1966
Vente de courant	\$ 5,046,640	\$ 4,234,699
Recettes provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation d'installations pour le compte de l'administration fédérale et d'autres organismes	1,190,534	1,076,557
Vente de chaleur	1,043,753	1,005,153
Services d'eau et d'égout	108,280	100,152
Intérêts	43,903	70,800
Divers	108,112	68,294
	<u>\$ 7,541,222</u>	<u>\$ 6,555,655</u>

Destination	Année terminée le 31 mars 1969	Année terminée le 31 mars 1966
Traitements et salaires	\$ 2,482,297	\$ 2,224,172
Combustibles et lubrifiants	1,208,296	1,040,671
Matériaux et fournitures	333,998	325,002
Pension et logement des employés (coût net)	217,126	202,017
Entretien, améliorations et autres dépenses	611,900	631,187
Intérêt sur les avances provenant de l'administration fédérale	888,231	701,405
Dépréciation	1,446,990	1,346,862
Solde consacré aux entreprises	352,384	84,339
	<u>\$ 7,541,222</u>	<u>\$ 6,555,655</u>

RÉPARTITION DU DOLLAR GAGNÉ

pour l'année terminée le 31 mars 1969



- La production s'est accrue régulièrement au cours de 1968-1969; en effet, la consommation d'énergie électrique a augmenté de 10.1 p. 100, tandis que la consommation de chaleur a connu une hausse de 6.6 p. 100.
- Avec les trois centrales électriques diesel qui sont venues s'ajouter à ses installations, la Commission en possède maintenant 21, dont 13, des centrales diesel et 3, des centrales thermiques.
- Achèvement et mise en service de la ligne de transport d'énergie de 28 milles de longueur et d'une tension de 115 kV reliant les établissements de Rae et de Frank's Channel au réseau de la rivière Snare.
- On a autorisé l'installation, à Yellowknife (T.N.-O.), d'un groupe électrogène diesel de secours de 5,000 kW, pour 1969-1970.
- A la suite d'un éboulement survenu à Fort Smith (T.N.-O.), il a fallu abandonner la centrale diesel et un entrepôt. On a pu récupérer l'équipement de la centrale et on a alors aménagé provisoirement une centrale diesel de secours de 960 kW en attendant la construction d'une nouvelle centrale.
- Un groupe électrogène diesel de 200 kW a été installé à Fort Simpson en remplacement d'un groupe de 75 kW, afin d'assurer une réserve de secours suffisante.
- Deux groupes électrogènes diesel d'une puissance globale de 9,000 kW ont été installés dans un nouveau bâtiment situé près de la centrale actuelle, à Whitehorse, afin de servir lors des périodes de pointe, ainsi que comme groupes de secours.
- A la fin de l'année, les travaux d'installation d'un troisième groupe électrogène dans la centrale de Whitehorse étaient passablement avancés, et la construction d'une ligne de transport d'énergie d'une longueur de 250 milles et d'une tension de 138 kV, jusqu'à Faro (Yukon) pour desservir l'ensemble mine-usine de l'Anvil Mining Corporation Limited, dans la région du ruisseau Vangorda, étaient sur le point d'être terminés; les travaux étaient censés être terminés en juillet 1969.
- La seconde moitié du prolongement de 3,000 pieds du réseau *Uttidior*, pour assurer les services indispensables à un ensemble de 50 maisons de rangée, est terminée à Inuvik (T.N.-O.).
- L'effectif permanent comptait 273 employés, dont 54 au bureau central à Ottawa, 4 au bureau d'Edmonton et 215 dans les centrales. Le total des traitements et des salaires s'est élevé à \$2,482,297, dont la somme de \$514,688 est recouvrable, puisqu'il s'agit de frais découlant de travaux exécutés à forfait.

- Les recettes nettes de l'année se sont chiffrées par \$352,384, après déduction de \$1,446,990 d'intérêt payé sur les avances consenties par le gouvernement du Canada et de \$888,231 d'amortissement de dette.
- On a installé un groupe diesel de 200 kW en remplacement d'un groupe de 75 kW, à Fort Resolution (T.N.-O.), afin d'assurer une réserve de secours suffisante.
- Afin de satisfaire à la demande qui a augmenté à Aklayik, et pour assurer une réserve suffisante de secours, on y a installé un groupe diesel de 250 kW.
- La production d'énergie a augmenté de 30 p. 100 à la centrale de Taltson, en raison des besoins supplémentaires de la société *Pine Point Mines Limited* et d'une plus grande demande à Fort Smith. On a agrandi le réseau de distribution de Pine Point afin de tenir compte de ces besoins supplémentaires.
- Grâce à l'installation d'un groupe diesel de 350 kW à Cambridge Bay, la centrale a maintenant une puissance de 1,200 kW.
- Deux groupes générateurs à turbine à gaz ont été installés dans un nouveau bâtiment, à Norman Wells, afin de fournir l'énergie voulue à la localité et à la société *Imperial Oil*.
- Le ministère des Transports a remis à la Commission, le 1er août 1968, la tâche de fournir l'énergie électrique à Baker Lake. Des plans ont été mis au point en vue d'installer un groupe diesel d'environ 700 kW dans la centrale actuelle, qui aura ainsi une puissance globale de 1,400 kW, ce qui permettra de bien desservir la localité.
- Le 1er septembre 1968, la tâche de produire et de distribuer l'énergie électrique à Chesterfield Inlet a été remise à la Commission par le ministère des Transports. Deux groupes électrogènes diesel de 150 kW et un autre de 100 kW ont été installés, et un réseau de distribution de 2,400/4,160 volts a été aménagé.
- A la fin de l'année, on disposait de plans prévoyant la construction (au cours de l'été de 1969) d'une centrale diesel de 375 kW à Fort Good Hope (T.N.-O.).
- Une somme de \$162,542 a été recouvrée de certains ministères fédéraux et d'autres organismes pour des travaux à forfait, ce qui a réduit la part des frais généraux assignée à chacune des entreprises.
- Pour le compte du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, la Commission a exploité la centrale d'Aklavik (T.N.-O.), la chaufferie de l'auberge et le service d'eau et d'égout à Fort McPherson, la chaufferie et d'égout à Fort Simpson, de même que l'usine de traitement des eaux à Frobisher Bay.
- Sur les recettes excédentaires, la somme de \$191,000 a été versée au fonds de réserve pour imprévus, à divers établissements.

RETRAITE DE M. PATTERSON

Le 7 mars 1969, M. T.M. Patterson s'est démis de ses fonctions de membre de la Commission d'énergie du Nord canadien, mais en demeure conseiller spécial.

En 1925, M. Patterson entra au service de la Commission d'énergie hydro-électrique de l'Ontario comme ingénieur civil attaché à la construction de centrales.

En juin 1927, il était nommé au ministère fédéral de l'Intérieur comme préposé aux problèmes touchant les voies maritimes internationales. En 1952, il devenait Directeur des ressources hydrauliques, au ministère du Nord canadien et des Ressources nationales, poste qu'il a occupé jusqu'en mars 1967, mois où il a été nommé conseiller spécial du sous-ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, en matière de ressources hydrauliques.

M. Patterson est membre de la Régie de l'exploitation de l'énergie marémotrice dans la région Atlantique et président des organismes suivants: Le Bureau international du niveau des Grands Lacs, l'*American Falls International Engineering Board* et le Comité national canadien de la Conférence mondiale de l'énergie. En 1964, il a reçu la décoration Julian C. Smith pour sa contribution au progrès du pays.

Le président, les membres et les employés de la Commission désirent exprimer leur reconnaissance à M. Patterson, pour le bon travail qu'il a accompli au sein de la Commission depuis 1954.



NOMINATION DE M. BERGEVIN

M. Jean-Baptiste Bergevin a été nommé membre de la Commission par un décret du conseil en date du 13 février 1969.

M. Bergevin est un économiste qui jouit d'une vaste expérience dans les domaines industriel et gouvernemental. Il a passé plusieurs années au service du Bureau fédéral de la statistique, puis du ministère des Travaux publics, à Ottawa, de *Steinberg's Ltd.*, à Montréal, et du gouvernement du Québec. Pour cette dernière administration, il a successivement occupé les postes suivants: directeur du Bureau de la statistique du Québec, sous-ministre adjoint de l'Industrie et du Commerce et sous-ministre adjoint de l'Agriculture et de la Colonisation. En 1959, il a contribué, à titre de membre du Bureau d'aide technique des Nations Unies, à la mise au point d'un système de comptes nationaux et d'une ébauche de plan d'expansion économique pour la Tunisie.

M. Bergevin est entré au service du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, comme sous-ministre adjoint à l'expansion, en novembre 1968.



MEMBRES ET AGENTS DE LA COMMISSION

Membres de la Commission

John A. MacDonald — Président
John F. Parkinson — Membre
Thomas H. Patterson — Membre

Membres du bureau

Edward W. Humphrys — Directeur général
John M. Lowe — Directeur général adjoint, Services techniques
George Olson — Directeur général adjoint, Exploitation
Chester F. Prevey — Directeur général adjoint, Finance et administration

Principaux agents

Thomas A. Stott — Trésorier
Joseph Long — Ingénieur en chef
William D. Mills — Secrétaire
Arthur H. Todd — Agent du personnel
Douglas Morphy — Comptable de la Commission

Vérificateurs: L'auditeur général du Canada

Banquiers: La Banque canadienne impériale de Commerce

SPHÈRES D'ACTIVITÉ ET RÉGIONS DESSERVIES (voir la carte à l'intérieur du plat

supérieur)

Électricité

Production ou transport (ou les deux à la fois) d'énergie électrique, aux emplacements suivants: Inuvik, Frobisher Bay, Yellowknife, Pine Point, Fort Smith, Fort Simpson, Baker Lake, Copermine, Cambridge Bay, Fort Resolution, Fort McPherson, Chesterfield Inlet, Fort Good Hope, Norman Wells et Aklavik, dans les Territoires du Nord-Ouest; Whitehorse, Faro, Mayo et Dawson, au Yukon; Field, en Colombie-Britannique; et Moose Factory, en Ontario.

Chauffage central

Production et distribution de chaleur à: Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson et Fort McPherson, dans les Territoires du Nord-Ouest; et Moose Factory, en Ontario.

Eau et égout

Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, dans les Territoires du Nord-Ouest; Moose Factory, en Ontario; et Dawson, au Yukon.

Travaux à forfait

Les travaux à forfait, y compris l'aménagement de services d'utilité publique, de même que la réparation et l'entretien d'installations électriques, sont exécutés pour les ministères fédéraux et d'autres organismes, au besoin, selon une formule perme tant le recouvrement des frais.

le 30 juin 1969

L'honorable Jean Chrétien,
Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien,
OTTAWA (Ontario).

Monsieur le Ministre,

Conformément à l'article 24 de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien, (chap. 42, 4-5, Elisabeth II), j'ai l'honneur de vous présenter le rapport de la Commission d'énergie du Nord canadien pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1969.

Le président de la Commission,

J.A. MacDonald

Fonctions et pouvoirs de la Commission

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne qui s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique de caractère commercial. Elle a été créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (chap. 42, 4-5, Elisabeth II) et est autorisée à déterminer les besoins d'installations d'utilité publique et à aménager et à exploiter de telles installations dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et même ailleurs au Canada sous réserve de l'approbation du gouverneur général en conseil.

La Loi exige que chacune des entreprises exploitées par la Commission fasse ses frais; par conséquent, le tarif des services publics qu'elle fournit doit être établi en vue de rapporter un revenu permettant d'acquitter l'intérêt sur le capital immobilisé, de rembourser le capital d'immobilisation au cours d'un certain nombre d'années, de couvrir les frais d'exploitation et d'entretien et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

TABLE DES MATIÈRES

Lettre de transmission	2
Fonctions et pouvoirs de la Commission	2
Membres et agents de la Commission	3
Retraite de M. Patterson	4
Nomination de M. Bergevin	4
Faits saillants de l'année	5
Résultat des exploitations	6
Expansion de l'entreprise	7
Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique	8
Centrales en exploitation	9
Résumé statistique	11
Historique de la Commission d'énergie du Nord canadien	12
Rapport de l'auditeur général	19
Etats financiers	
Bilan	20
Recettes et dépenses	22
Revenu excédentaire	22

EN PAGE COUVERTURE:

Au nord du 60e, où le terrain est difficile et les routes, absentes, la Commission d'énergie du Nord canadien emprunte la voie des airs en ayant recours à l'hélicoptère pour construire les lignes de transport d'énergie. La photo a été prise par l'opérateur David S. Cliden, depuis l'hélicoptère de la compagnie Bell, lors du tournage du film "The Jet-Ranger at Yellowknife", relativement à une ligne de transport d'une tension de 115,000 volts, que la CENCA a construite jusqu'à Rae, près de Yellowknife (T.N.-O.).





21^e REVUE ANNUEL
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1969.

NORTHERN CANADA
POWER COMMISSION



22ND ANNUAL REVIEW

Year ended 31 March 1970



56



NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

- PROVINCIAL CAPITAL
- THERMAL PLANT
- HYDRO PLANT
- UTILITY PLANT
- TRANSMISSION LINE
- HIGHWAY
- RAILWAY



CONTENTS

Letter of Transmittal	2
Commission's Function & Authority	2
Members of the Commission & Officers	3
The Business of the Commission & Area Served	3
Retirements and Promotions	4
Chairman's Foreword	6
Results of Operations	8
Rates & Increasing Costs	9
Growth of Business	10
Atlantic Provinces Power Development Act	11
Plant Installations	12
Operating Statistics	13
Auditor General's Report	15
Financial Statements	
Balance Sheet	16
Income and Expense	18
Earned Surplus	18

COVER:

Kluane Lake, Yukon Territory

Photo by Malak, Ottawa, Canada

June 30, 1970

The Honourable Jean Chrétien, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and Northern Development,
OTTAWA, Canada.

Dear Sir,

In accordance with Section 24 of the Northern Canada Power Commission Act, Chapter 42, 4-5 Eliz. II, I have the honour to submit the Annual Report of the Northern Canada Power Commission for the fiscal year ended March 31, 1970.

Respectfully submitted

H. B. Robinson
Chairman

Commission's Function and Authority

The Northern Canada Power Commission is a Crown Corporation concerned with the Planning, Construction, and Management of Public Utilities on a commercial basis. The Commission operates under Authority of the Northern Canada Power Commission Act (4-5 Eliz. II, Chap. 42) which empowers it to survey utility requirements, construct, and operate public utility plants in the Northwest Territories, Yukon Territory, and subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

It is a requirement of the authorizing Act that projects undertaken by the Commission shall be self-sustaining. Consequently rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest on investment, repayment of principal over a period of years, operating and maintenance expenses and a contingency reserve.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Head Office: 251 Bank Street, Ottawa, Canada

MEMBERS OF THE COMMISSION AND OFFICERS

Members of Commission

H. Basil Robinson	— Chairman
John F. Parkinson	— Member
A. Digby Hunt	— Member

Members of Executive Committee

John M. Lowe	— General Manager
Joseph Long	— Asst. Gen. Manager, Technical Services
George Olson	— Asst. Gen. Manager, Operations
Chester F. Prevey	— Asst. Gen. Manager, Finance and Administration

Senior Officers

Thomas A. Stott	— Treasurer
John H. Reynolds	— Chief Engineer
Denis Williamson	— Secretary
Arthur H. Todd	— Senior Personnel Officer
Douglas Morphy	— Commission Accountant

Auditors: *Auditor General of Canada*

THE BUSINESS OF THE COMMISSION AND THE AREA SERVED (see map inside cover)

Electric Service

Generation and/or Transmission of electricity at Inuvik, Frobisher Bay, Yellowknife, Snare Rapids, Rae, Taltson, Pine Point, Fort Smith, Fort Simpson, Baker Lake, Coppermine, Cambridge Bay, Fort Resolution, Fort McPherson, Chesterfield Inlet, Fort Good Hope, Norman Wells and Aklavik, N.W.T.; Whitehorse, Faro, Mayo, and Dawson City, Y.T.; Field, B.C. and Moose Factory, Ontario.

Central Heating

Generation and distribution of heat at Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, N.W.T. and Moose Factory, Ontario.

Water and Sewerage

Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, Coppermine, N.W.T.; Moose Factory, Ontario; Faro and Dawson City, Y.T.

Contract Work

Contract work including construction of utility services and repairs and maintenance of electrical equipment is performed on a recoverable basis for Government Departments and others as required.

JOHN A. MacDONALD RETIRES AS CHAIRMAN

On January 22, 1970 Mr. John A. MacDonald relinquished the post of Chairman of the Northern Canada Power Commission, which he held since the 30th January 1968.

Mr. MacDonald who was former Deputy Minister of the Department of Indian Affairs and Northern Development was appointed Deputy Minister of the Department of Public Works, effective 16th January, 1970.

During the period Mr. MacDonald was Chairman of the Commission he stressed the importance of Northern Development. Mr. MacDonald particularly foresaw the role of the Commission in long range Northern Development. His enthusiasm and faith in the North has been an inspiration to the Commission and has greatly assisted in expansion of its activities to meet the power needs of the North.

The Members and Management of the Commission extend their appreciation to Mr. MacDonald for his helpful guidance and support during his tenure as Chairman.

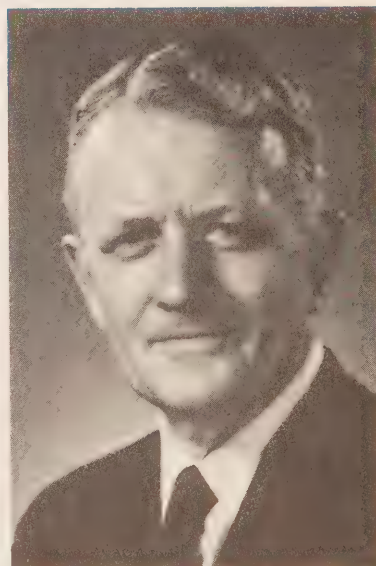


H. BASIL ROBINSON APPOINTED CHAIRMAN

Mr. H. Basil Robinson, former Deputy Under-Secretary of State for External Affairs, was appointed Chairman of the Northern Canada Power Commission January 22, 1970.

Mr. Robinson, prior to being appointed Deputy Minister of Indian Affairs and Northern Development as well as Chairman of Northern Canada Power Commission in January of this year, served with the Department of External Affairs since 1945. He was posted to London and Paris and later acted as Minister in Washington, D.C. In 1964 he was appointed Assistant Under-Secretary of State for External Affairs, responsible for matters dealing with disarmament, defence, and the United Nations. In December 1966 he became Deputy Under-Secretary of State for External Affairs.

The members and Management of the Commission extends a cordial welcome to Mr. Robinson as the Commission's new Chairman.



A. DIGBY HUNT APPOINTED MEMBER

Mr. Alvin Digby Hunt, Assistant Deputy Minister, Northern Development, Department of Indian Affairs and Northern Development was appointed a member of the Northern Canada Power Commission on January 22, 1970 to replace Mr. J. B. Bergevin.

E.W. HUMPHRYS RESIGNS AS GENERAL MANAGER

Mr. Edward William Humphrys resigned as General Manager of the Northern Canada Power Commission on May 31, 1969 after 20 years service with the Commission, to accept an appointment as Senior Electrical Adviser to the Department of Energy, Mines & Resources, Ottawa.

Mr. Humphrys joined the Power Commission as Electrical Engineer on September 1, 1948. He was appointed General Manager and Chief Engineer in June, 1956.

Mr. Humphrys during his 20 year period with the Power Commission was instrumental in planning and construction of all power plants and utility services built by the Commission, as well as the efficient operation and maintenance of these facilities.

From 1935 to 1940 Mr. Humphrys was Manager/Operator of an electric power utilities company in Saskatchewan. In 1940 he joined the Inspection Board of the United Kingdom and Canada where he worked until 1948.

The Commission congratulates Mr. Humphrys for a job well done during his long and successful career with the Northern Canada Power Commission.



JOHN M. LOWE APPOINTED GENERAL MANAGER

On June 1, 1969, John MacDonald Lowe was appointed General Manager of the Northern Canada Power Commission.

Mr. Lowe brings a wealth of technical and managerial experience to his new position. Since 1954 Mr. Lowe has been engaged in power oriented engineering work in Labrador, Northern Quebec, the Northwest Territories and Ottawa. From 1961 to 1963 he was on loan to Atomic Energy of Canada as Assistant Project Manager for the Douglas Point Nuclear Power Development at Kincardine, Ont.

In late 1963 Mr. Lowe became Project Manager of the Taltson River Hydro Electric Development at Fort Smith, N.W.T., remaining in that position until late 1965. In 1966 Mr. Lowe was appointed Assistant General Manager of the Commission.



CHAIRMAN'S FOREWORD

The year 1969-70 was a successful and important year for the Northern Canada Power Commission.

A continuing growth trend was evident throughout the year with a 19.0% increase in electric energy consumption and a 3.0% increase in heat consumption. During the year one new diesel-electric plant was added to the Commission's operations raising the number of plants to twenty-two, of which five are hydro and seventeen diesel-electric; at several of these sites the Commission also operates central heating, and community water and sewerage systems.

The gross revenue of the Commission was 9.7 million dollars compared with 7.5 million dollars the previous year. Net income also showed a satisfactory increase.

The most dramatic event of the year was the completion of a 225 mile transmission line in the Yukon from Whitehorse to Faro via Carcross in order to provide electric power for the new Anvil Mining Corporation lead and zinc mine which is one of the largest mines in Canada. It will rank alongside the Cominco Pine Point mine, N.W.T. as a major customer of the Northern Canada Power Commission. The Commission is proud of its ability to provide low cost power to Anvil and other mining companies in the North thereby assisting the mining industry to be competitive in world markets.

On behalf of the Commission I would like to express appreciation to Mr. John A. MacDonald who was Chairman from January 1968 to January 1970. His foresight and guidance have contributed measurably to the Commission's success.

After twenty years service with the Commission Mr. E.W. Humphrys resigned as General Manager on May 31, 1969 to accept the appointment of Senior Electric Energy Adviser to the Department of Energy, Mines and Resources. Under Mr. Humphrys' expert guidance the Commission's operations expanded from the one hydro plant at Snare Falls to encompass twenty-one plants of various types throughout the North. Mr. Humphrys has made a great contribution to the planning, construction and operation of power plants and utility services in northern Canada. On behalf of the Commission I wish to express appreciation to Mr. Humphrys for his long and valuable service.

Mr. John M. Lowe was appointed General Manager June 1, 1969 to succeed Mr. Humphrys. Mr. Lowe, formerly Assistant General Manager of Technical Services with the Commission, brings a wealth of experience to his new appointment.

In January 1970 Mr. A. D. Hunt replaced Mr. J. B. Bergevin as a Member of the Commission. Mr. D. Williamson replaced Mr. W. D. Mills as Secretary of the Commission in August, 1969.

On January 1, 1970 the residents of the Northwest Territories commenced celebration of their Centennial. The Northern Canada Power Commission extends its best wishes to the Government and people of the Northwest Territories on this memorable occasion. The Commission and its staff are actively taking part in the celebrations. In this regard the Commission is providing \$10,000 in prize money for the participants in the Sir Alexander Mackenzie Canoe Race from Fort Providence to Inuvik, July 9-27, 1970.

The year 1969-70 marks the first occasion in which the Commission has entered into collective bargaining with its operating staff. The Commission being a Crown Corporation has been designated as a separate employer and therefore directly negotiates with the employee representatives, separate from Treasury Board negotiations which are made on behalf of federal government departments. By March 31 negotiations were still continuing with the Public Service Alliance. However, there is every indication that an agreement will be reached at an early date.

During the year construction was commenced on a new 5,000 kw standby diesel-electric power plant and a 34.5 kv transmission line to connect this plant to the city of Yellowknife, N.W.T. At Fort Smith, N.W.T. a temporary building to house a 1,500 kw gas turbine generating unit moved from Frobisher Bay was completed. Later this year the gas turbine unit will be installed to provide additional emergency standby power. A 2,600 kw diesel generating unit was installed and commissioned in 1969 at Frobisher Bay, N.W.T. Central heating, water and sewerage systems were extended to serve the new townsite complex of office, apartment building, hotel and row houses at Frobisher Bay. A new power plant with installed capacity of 375 kw was put into service November 8, 1969 at Fort Good Hope, N.W.T.

The installation and commissioning of a third hydro unit was completed in 1969 at Whitehorse, Y.T. increasing the installed hydro capacity of the Whitehorse Rapids Plant from 15,000 hp to 26,000 hp.

Delivery of power over the 225 miles of 138 kv transmission line from Whitehorse to the Anvil Mining Corporation mine-mill complex and Faro townsite commenced August 4, 1969. At Dawson City, Y.T. a 500 kw diesel-electric generating unit was installed to meet increased power demands.

The Management and staff of the Commission are putting forth every effort to increase productivity in order to avoid an increase in power rates despite inflationary pressures which have resulted in increased costs in salaries and wages, material and supplies, construction costs and interest rates.

In the period immediately ahead a greater emphasis will be place on investigation of power sources and long range planning, as the Commission is emerging from a stage where individual plants were its main concern, to the stage where electrical interconnection may be feasible for certain sections of the North involving greater utilization of local resources and construction of longer transmission lines.

Since assuming the position of Chairman of the Commission I have had an opportunity to visit the Yukon and the Northwest Territories and to inspect several of the Commission's power plants. I am impressed with the nature and quality of the Commission's installations and personnel and I am satisfied that the Commission can meet the requirements of the North with respect to power and other utilities in the challenging years ahead.

I wish to express my appreciation and thanks to the Members of the Commission, to the Management Group and members of the staff, who have contributed to the Commission's success during the past year.

H. Basil Robinson

H. Basil Robinson
Chairman.
June 30, 1970



Community of Tuktoyaktuk, N.W.T. which will be served
by N.C.P.C. commencing 1970-71.

Photo by George Hunter
Toronto, Ontario.

ANNUAL REVIEW OF NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

for the year ended 31 March 1970

RESULTS OF OPERATIONS

Gross revenue for the year ended March 31, 1970 amounted to \$9,650,618.

Net income after providing for all expenses was \$1,193,861. Source and usage of revenue are as follows:

	Year ended 31 March 1970	Year ended 31 March 1969
Where Revenue Came From		
Sale of electric power	\$ 6,555,352	\$ 5,046,640
Contract work	1,547,819	1,190,534
Sale of heat	1,228,489	1,043,753
Water and sewerage services	114,532	108,280
Interest received	159,238	43,903
Miscellaneous	45,188	108,112
	<u>9,650,618</u>	<u>7,541,222</u>

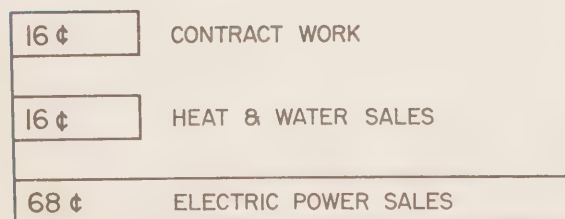
How The Revenue Was Used

Salaries and wages	2,833,457	2,482,297
Fuel and lubricants	1,460,401	1,208,296
Materials and supplies	475,149	333,998
Employees' board and accommodation (net)	267,160	217,126
Maintenance and improvements and other expenses	1,001,949	611,900
Interest on advances from Canada	1,556,586	1,446,990
Depreciation	862,055	888,231
Balance employed in the business	1,193,861	352,384
	<u>9,650,618</u>	<u>7,541,222</u>

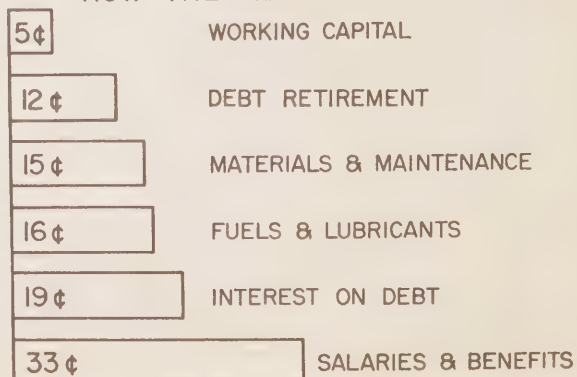
THE COMMISSION'S REVENUE DOLLAR

for the year ending 31 March, 1970

WHERE THE REVENUE CAME FROM



HOW THE REVENUE WAS SPENT



RATES AND INCREASING COSTS

The Northern Canada Power Commission has been faced with steadily increasing costs due to the inflationary nature of the Canadian economy since the end of World War II and particularly during the last five years. Charts 1 and 2 showing increases in interest rates, and in salary and wage rates illustrate the rapid increase in costs which the Commission has had to face. In addition costs have increased for equipment, materials, and by the imposition of a fuel tax in the Northwest Territories. Capital costs have accelerated also, due to substantial increases in the cost of constructing new plants and transmission lines.

Despite these increases the Commission, through growth and increased productivity has been able to absorb these costs and to effect substantial decreases in rates as indicated in Chart 3. Comparisons of electric bills for residential customers are shown below at representative locations.

MONTHLY

CONSUMPTION

	1960			1965			1970		
	Fort			Fort (1)			Fort		
	Mayo	Smith	Inuvik	Mayo	Smith	Inuvik	Mayo	Smith	Inuvik
	Y.T.	N.W.T.	N.W.T.	Y.T.	N.W.T.	N.W.T.	Y.T.	N.W.T.	N.W.T.
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
150 KWH	9.21	10.43	10.43	6.75	10.06	10.43	5.40	7.76	9.40
600 KWH	27.19	32.93	32.93	18.90	30.31	32.93	14.90	18.26	29.65
1500 KWH	63.15	77.93	77.93	43.20	70.81	77.93	32.90	45.26	70.15

- (1) Based on rates effective March 31 which were reduced to the present rates effective June 1, 1965.
- (2) In 1960 Mayo utilized hydro power whereas Fort Smith and Inuvik were on more costly diesel power. In 1965 and 1970 both Mayo and Fort Smith utilized hydro power, hence the lower rates compared with Inuvik. At all three locations the Commission has been able to progressively reduce rates despite rising costs.

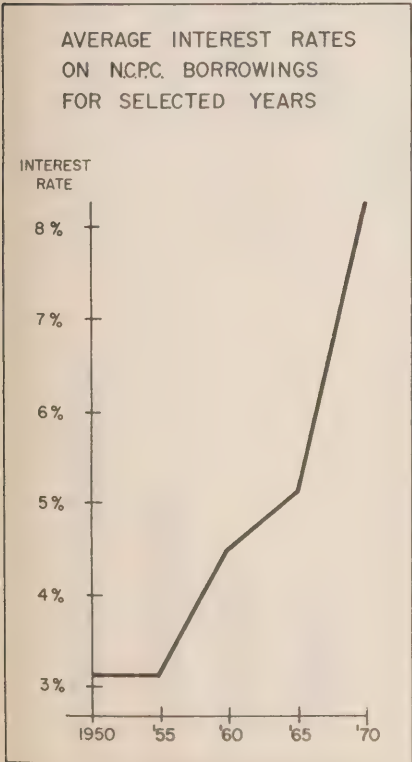


CHART 1

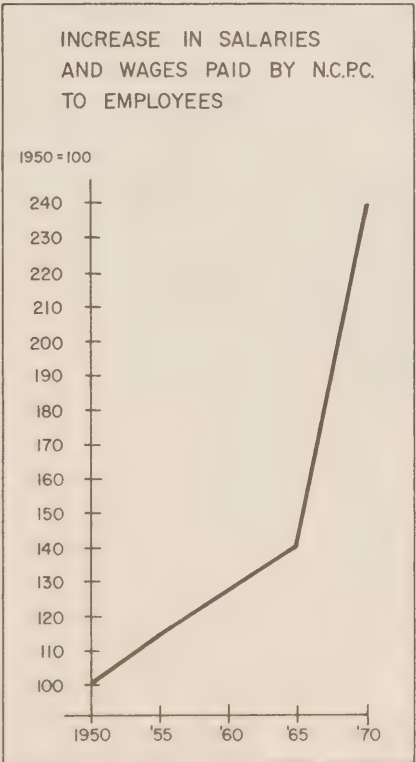


CHART 2

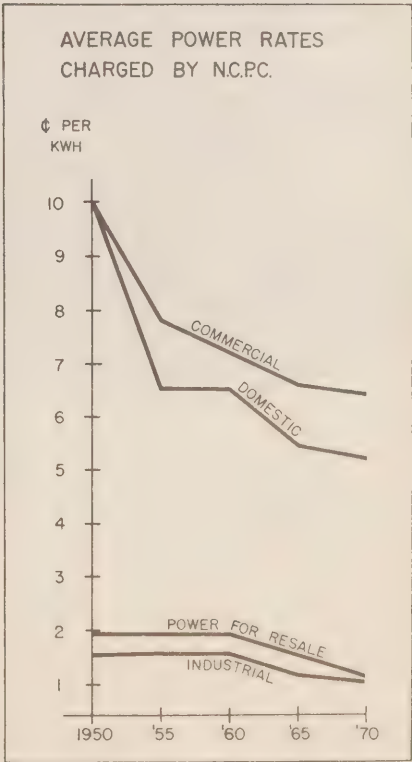


CHART 3

GROWTH OF BUSINESS

In the ten year period 1961 to 1970 the generation of electric power has rapidly increased from 120 million to 383 million kilowatt hours. In 1961, the Commission operated ten plants; today, it operates twenty-two plants in twenty locations.

Peak load increased from 28,000 kw to 71,000 kw in the same period. Heat sales increased from 128 billion BTUs in 1961 to 348 billion BTUs in 1970. Water sales which commenced in 1963 with 56 million gallons have increased to 190 million gallons.

During this period gross revenue has increased from 3.0 million to 9.7 million dollars. The staff of the Commission as at March 31, 1970 stood at 290 employees.

Since commencement of operations in 1948 all interest payments and debt retirement, as well as all other operating costs have been met from revenue. Consequently the Canadian taxpayer has not been required to subsidize the Commission. The total assets of the Commission are valued at \$61,513,000 of which capital assets constitute \$53,882,000.

Contract Work

The Commission continued the operation of installations at Aklavik, Fort McPherson, Fort Simpson, Frobisher Bay, N.W.T., and Dawson, Y.T. on behalf of the Government of the Northwest Territories, the Yukon Territorial Government and the Department of Indian Affairs and Northern Development. In addition, miscellaneous electrical and mechanical services were provided including certain installations and construction work for government departments and others at various locations.

All contract work was done on a costs recoverable basis including a surcharge on labour to offset the general overhead.

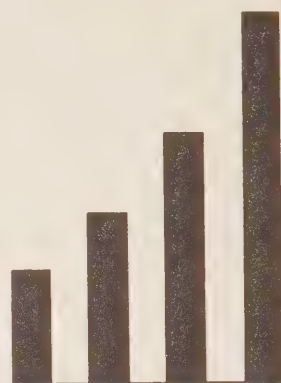
Contingency Reserve Fund

Allocations to the Contingency Reserve Fund were authorized in respect to 1969-70 operations in the amount of \$598,274. at various locations.

POWER GENERATION

KWH IN
MILLIONS

350
300
250
200
150
100
50

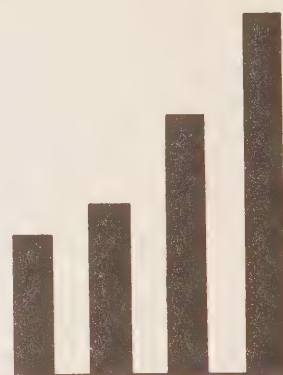


1961 1964 1967 1970

NET PEAK LOAD

KW IN
THOUSANDS

70
60
50
40
30
20
10

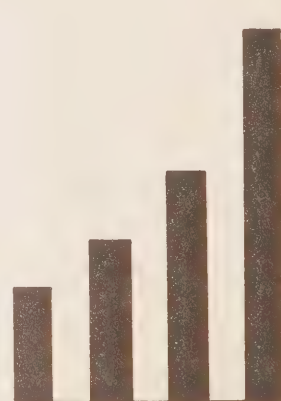


1961 1964 1967 1970

GROSS REVENUE

MILLIONS
OF DOLLARS

10.0
9.0
8.0
7.0
6.0
5.0
4.0
3.0
2.0
1.0



1961 1964 1967 1970

THE ATLANTIC PROVINCES POWER
DEVELOPMENT ACT

The Atlantic Provinces Power Development Act (1958) provides for agreements between the Government of Canada and the Governments of the Atlantic Provinces and for subsidiary agreements covering specific projects between the Northern Canada Power Commission and the Provincial Power Commissions concerned whereby assistance may be provided in respect to the generation and transmission of electric power. Such assistance takes the form of long term loans to cover the cost of constructing thermal power plants and high voltage transmission lines and the payment of a subvention on coal mined and used in the Atlantic Provinces for the generation of electricity. The loans in connection with thermal power plants are repayable over the 30 year period following the completion of construction and those relating to transmission lines are repayable over 40 years.

During the year, no new projects were authorized and no new agreements were entered into under the provisions of this Act but advances totalling \$35,174,000.00 were provided for the financing of power projects authorized prior to April 1, 1969 and amortization totalling \$6,819,671.64 was paid to Canada by the Provincial Power Commissions concerned to cover debt retirement instalments due March 31, 1970 in relation to power projects completed to date.

Coal Subvention payments during the year totalled \$1,556,435.81 of which \$362,559.49 was paid to The New Brunswick Electric Power Commission and \$1,193,876.32 was paid to The Nova Scotia Power Commission, such payments being calculated at the rate of 1.05 mills for each kilowatt hour of electric power generated during the period March 1, to November 30, 1969 from coal produced in the Atlantic Provinces. The payment of Coal Subventions under authority of this Act was discontinued effective December 1, 1969.



Sculptor: Kramanerk — Arctic Bay
ᑲᑭᑭᑭ ᑭᑭᑭᑭᑭᑭ

PLANT INSTALLATIONS

The following information on Plant Installations indicates the size and nature of the Northern Canada Power Commission's contribution to the development of Canada, north of the 60° parallel.

Yellowknife (Snare River) N.W.T.

Hydro System

Snare Rapids Plant

1 Unit — 8350 hp

Snare Falls Plant

1 Unit — 9200 hp

Yellowknife Standby Diesel Plant

1 Unit — 1000 kw

Inuvik, N.W.T.

Utilities Plant

Power, Central Heating, Water and
Sewerage Systems

1 Steam Turbine — 600 kw

6 Diesels — 3900 kw

Total Capacity — 4500 kw

3 — 130,000 lbs. steam/hr. steam boilers

Aklavik, N.W.T.

Diesel Plant

6 Units — 760 kw total

Operated by the Commission on behalf of
the Government of the Northwest
Territories.

Fort McPherson, N.W.T.

Utilities Plant

4 Units — 750 kw total

Diesel Generating Plant, Hostel Heating
Plant, Water Supply and Sewerage Systems
operated by the Commission on behalf
of the Government of the Northwest
Territories.

Coppermine, N.W.T.

Diesel Plant

3 Units — 600 kw total

Norman Wells, N.W.T.

Gas Turbine & Diesel Plant

2 Units Gas Turbine — 700 kw

2 Units Diesel — 800 kw

Total Capacity — 1500 kw

Chesterfield Inlet, N.W.T.

Diesel Plant

3 Units — 400 kw total

Fort Simpson, N.W.T.

Diesel Plant

4 Units — 1225 kw total

Central Heating, Water and Sewerage
Systems operated by the Commission
on behalf of the Government of the
Northwest Territories.

Taltson River, N.W.T.

Hydro Plant

1 Unit — 25,000 hp

Fort Smith, N.W.T.

Diesel Standby Plant

1 Unit — 960 kw total

Fort Good Hope, N.W.T.

Diesel Plant

3 Units — 375 kw total

Frobisher Bay, N.W.T.

Utilities Plant

Power and Central Heating Plant

4 Diesel Units — 5100 kw total

Domestic Water Treatment Plant operated
on behalf of the Department of Indian
Affairs and Northern Development

2 — 15,000,000 BTU/hr high temperature
hot water generators

1 — 12,000,000 BTU/hr exhaust gas/high
temperature hot water generator

2 — Steam Generators 13,000 lbs. steam/hr
total.

Fort Resolution, N.W.T.

Diesel Plant

3 Units — 450 kw total

Cambridge Bay, N.W.T.

Diesel Plant

5 Units — 1380 kw total

Baker Lake, N.W.T.

Diesel Plant

5 Units — 1380 kw total

Mayo River, Y.T.

Hydro Plant

2 Units — 6800 hp total

Whitehorse Rapids, Y.T.

Hydro Plant

3 Hydro Units — 26,000 hp total

2 Diesel Units — 9,000 kw total

Dawson, Y.T.

Diesel Plant

4 Units — 1250 kw total

Water and Sewerage System operated on
behalf of the Yukon Territorial Government.

Field, B.C.

Diesel Plant

3 Units — 400 kw total

Moose Factory, Ontario

Utilities Plant

Central Power, Heating, Water Pumping /
Treatment and Sewage Disposal Plants

6 Diesel Units (total) — 1300 kw

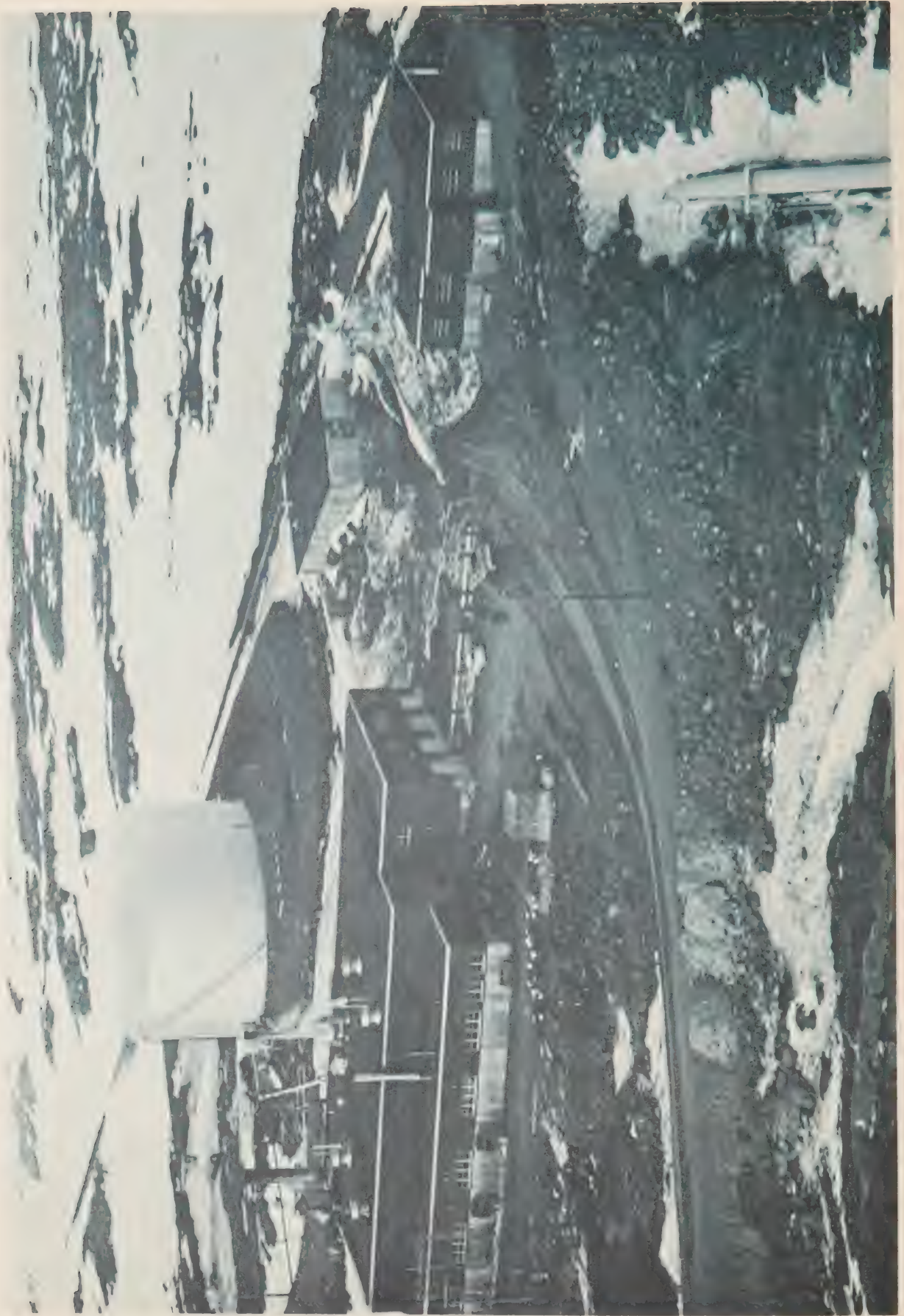
2 Steam Turbines — 200 kw

Total Capacity — 1500 kw

3 — 6,666 lb./hr. Steam Generators

OPERATING STATISTICS

YEAR ENDED 31 MARCH	1970	1969	1968	1967	1966	1965	1964	1963	1962	1961
GENERAL DATA										
No. of Operations	21	19	16	15	13	12	11	11	10	10
No. of Employees	290	273	271	256	250	245	203	182	170	150
POWER GENERATION (kwh in millions)										
Hydro	333	279	247	227	183	161	153	144	138	101
Thermal	50	41	34	29	30	32	25	24	22	16
Purchased	—	—	2	5	—	—	—	—	—	3
Total (kwh in millions)	383	320	283	261	213	193	178	168	160	120
Net Peak Load (kw in thousands)	71	60	55	51	50	36	33	33	29	28
HEAT AND WATER										
Heat Sales (BTUs in billions)	348*	338*	356	346	284	286	164	144	129	125
Water Sales (Gals. in millions)	195*	190*	179	191	166	135	56	—	—	—
FINANCIAL (millions of \$s)										
Gross Revenue	9.7	7.5	6.6	6.0	5.3	5.0	4.2	3.9	4.0	3.0
Expense	6.0	4.8	4.4	4.0	3.4	3.2	2.5	2.4	2.0	1.4
Debt Retirement	.9	.9	.7	.7	.6	.5	.5	.5	.5	.6
Interest	1.6	1.4	1.4	1.3	.7	.8	.8	.8	.8	.5
NET INCOME	1.2	.4	.1	—	.6	.5	.4	.2	.7	.5



Northern Canada Power Commission Plant
at Frobisher Bay, N.W.T.

Photo by Wayne Giles
N.C.P.C. Frobisher Bay, N.W.T.



AUDITOR GENERAL OF CANADA
Ottawa, June 19, 1970.

The Honourable Jean Chrétien,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development,
Ottawa.

Sir,

I have examined the accounts and financial statements of Northern Canada Power Commission for the year ended March 31, 1970. In compliance with the requirements of section 87 of the Financial Administration Act, I report that, in my opinion:

- (a) proper books of account have been kept by the Commission;
- (b) the financial statements of the Commission
 - (i) were prepared on a basis consistent with that of the preceding year and are in agreement with the books of account,
 - (ii) in the case of the balance sheet give a true and fair view of the state of the Commission's affairs as at the end of the financial year, and
 - (iii) in the case of the statement of income and expense, give a true and fair view of the income and expense of the Commission for the financial year; and
- (c) the transactions of the Commission that have come under my notice have been within the powers of the Commission under the Financial Administration Act and any other Act applicable to the Commission.

Yours faithfully,

Auditor General of Canada.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Balance Sheet As At March 31, 1970 (with comparative figures as at March 31, 1969)

	ASSETS	
	1970	1969
Current Assets:		
Cash	\$ 2,113,431	\$ 1,806,098
Accounts receivable	3,718,177	3,957,397
Inventories of maintenance and operating supplies, at cost	1,687,018	1,570,892
	<hr/>	<hr/>
Total Current Assets	7,518,626	7,334,387
	<hr/>	<hr/>
Bonds held as Consumers' Security Deposits	112,700	75,000
	<hr/>	<hr/>
Capital Assets, at cost:		
Power plants	38,189,794	31,570,274
Transmission and distribution facilities	12,795,901	8,052,697
Staff dwellings, warehouses and miscellaneous buildings	1,703,171	1,708,456
Communication, transportation and other equipment	1,076,709	939,791
Projects under construction	1,854,768	8,125,438
	<hr/>	<hr/>
	55,620,343	50,396,656
	<hr/>	<hr/>
Less: Accumulated depreciation	10,039,265	9,259,302
	<hr/>	<hr/>
	45,581,078	41,137,354
Central heating, water and sewerage and fire alarm systems at Inuvik, N.W.T.	8,300,679	8,300,679
	<hr/>	<hr/>
	53,881,757	49,438,033
	<hr/>	<hr/>
Total Capital Assets		
	<hr/>	<hr/>
	\$ 61,513,083	\$ 56,847,420
	<hr/>	<hr/>

Note: The Commission administers loans, which amounted to \$184,939,275 as at March 31, 1970, made by Canada pursuant to agreements entered into under the Atlantic Provinces Power Development Act.

Certified correct:

C.F. Prevey
Assistant General Manager,
Finance & Administration.

Approved:

H.B. Robinson
Chairman

LIABILITIES

	1970	1969
Current Liabilities:		
Accounts payable	\$ 635,077	\$ 1,406,673
Due on advances from Canada	1,404,564	—
Contractors' holdbacks	369,001	272,484
	<hr/>	<hr/>
Total Current Liabilities	2,408,642	1,679,157
	<hr/>	<hr/>
Consumers' and other Security Deposits	137,146	98,300
	<hr/>	<hr/>
Proprietary Equity of Canada:		
Advances, including \$50,000 for investigation of projects	45,310,477	42,297,371
Equity represented by:		
Central heating, water and sewerage and fire alarm systems at Inuvik, N.W.T., financed by parliamentary appropriations	8,300,679	8,300,679
Extension, expansion and improvements of capital assets financed from earnings	999,299	808,799
Reserve for contingencies	2,625,000	2,336,362
Earned surplus	1,731,840	1 226,752
	<hr/>	<hr/>
	58,967,295	55,069,963
	<hr/>	<hr/>
	<hr/>	<hr/>
	\$ 61,513,083	\$ 56,847,420
	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>

I have examined the above Balance Sheet and the related Statement of Income and Expense and have reported thereon under date of June 30, 1970 to the Minister of Indian Affairs and Northern Development.

A.M. Henderson
Auditor General of Canada

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
Statement of Income and Expense for the year ended March 31, 1970
(with comparative figures for the year ended March 31, 1969)

	1970	1969
Income:		
Sale of power	\$ 6,555,352	\$ 5,046,640
Income arising from construction, maintenance and operation of facilities for Canada and others	1,547,819	1,190,534
Sale of heat	1,228,489	1,043,753
Water and sewerage services	114,532	108,280
Interest	159,238	43,903
Miscellaneous	45,188	108,112
	<hr/> 9,650,618 <hr/>	<hr/> 7,541,222 <hr/>
Expense:		
Operation and maintenance:		
Salaries and wages	2,360,046	2,050,891
Fuel and lubricants	1,460,401	1,208,296
Materials and supplies	509,381	201,709
Employees' board and accommodation (net)	475,149	333,998
Maintenance and improvements	267,160	217,126
Travel and removal	141,638	113,443
Maintenance of trucks, tractors, etc.	76,994	61,714
Telegrams, telephone and postage	35,245	29,307
Plant, line and equipment rentals	25,506	26,809
Tools and miscellaneous equipment	23,293	19,745
Insurance	14,562	17,830
Miscellaneous	67,672	60,266
	<hr/> 5,457,047 <hr/>	<hr/> 4,341,134 <hr/>
Administration:		
Salaries	473,411	431,406
Office rent	37,891	35,539
Miscellaneous	69,767	45,538
	<hr/> 581,069 <hr/>	<hr/> 512,483 <hr/>
Interest on advances from Canada	1,556,586	1,446,990
Depreciation	862,055	888,231
	<hr/> 8,456,757 <hr/>	<hr/> 7,188,838 <hr/>
Net Income	<hr/> <u>\$ 1,193,861</u> <hr/>	<hr/> <u>\$ 352,384</u> <hr/>

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
Statement of Earned Surplus for the year ended March 31, 1970

Balance as at April 1, 1969	\$ 1,326,752
Net income for the year	1,193,861
Transfers to:	<hr/> 2,520,613 <hr/>
Reserve for contingencies	\$ 598,273
Equity represented by cost of extension, expansion and improvements of capital assets financed from earnings	190,500
	<hr/> 788,773 <hr/>
Balance as at March 31, 1970	<hr/> <u>\$ 1,731,840</u> <hr/>

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN
État des recettes et des dépenses pour l'année terminée le 31 mars 1970
 (Avec chiffres correspondants pour l'année terminée le 31 mars 1969)

1970	1969
Recettes	
Ventes de courant	\$ 5,046,640
Revenus provenant de la constring, de l'entretien et de l'exploitation pour le compte du gouvernement du Canada et d'autres organismes	1,190,534
Ventes de chaleur	1,043,753
Services d'eau et d'égout	108,280
Intérêts	43,903
Divers	108,112
9,650,618	7,541,222
Dépenses	
Frais d'exploitation et d'entretien:	
Traitements et salaires	2,360,046
Combustibles et lubrifiants	1,460,401
Centrales, y compris les améliorations	509,381
Matériaux et fournitures	475,149
Pension et logement des employés (coût net)	267,160
Voyages et transport	141,638
Dépenses relatives aux véhicules automobiles	76,994
Télégrammes, téléphone et affranchissements	35,245
Location de centrales, de lignes et de matériel	25,506
Outillage et matériel divers	23,293
Assurances	14,562
Divers	67,672
5,457,047	4,341,134
Frais d'administration:	
Traitements	473,411
Location de locaux	37,891
Divers	69,767
581,069	512,483
Intérêts sur avances du gouvernement du Canada	1,556,586
Dépréciation	862,055
2,418,641	2,335,221
8,456,757	7,188,838
\$ 1,193,861	\$ 352,384
COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN	
État de l'excédent des recettes sur les dépenses pour l'année terminée le 31 mars 1970	
Solde au début de l'année financière	\$ 1,326,752
Recettes nettes de l'année	1,193,861
Virements:	
Réserve pour imprévus	
Avoir propre équivalant au coût de l'extension de développement et de l'amélioration des immobilisations et financé par les recettes	\$ 598,273
190,500	788,773
Solde à la fin de l'année financière	1,731,840

Bilan au 31 mars 1970
(avec chiffres correspondants au 31 mars 1969)

Passif

1970	1969
Exigibilités:	
Intérêts sur avances du gouvernement du Canada	\$ —
Comptes à payer	1,406,673
Retenues des entrepreneurs	272,484
Total des exigibilités	1,679,157
Dépôts des consommateurs et autres garanties	137,146
Avoir propre du gouvernement du Canada:	
Avances, y compris \$50,000 pour enquêtes	
au sujet des projets	
Mise de fonds que représente le coût:	45,310,477
des réseaux de chauffage urbain, d'eau et	
d'égout, et d'avertisseurs d'incendie à Inuvik	
(Territoires du Nord-Ouest), financée au moyen	
d'un crédit du Parlement;	8,300,679
de l'extension, du développement et de	
l'amélioration des immobilisations, financé	
avec les bénéfices	999,299
Réserve pour imprévus	2,625,000
Excédent de revenu	1,731,840
	58,967,295
	55,069,963
	\$ 56,847,420

A.M. Henderson

L'auditeur général du Canada

J'ai examiné le bilan ci-dessus et l'état des recettes et des dépenses qui s'y rapporte, et j'ai fait rapport à ce sujet, en date du 19 juin 1970, au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

Actif

	1970	1969
Disponibilités:		
En caisse	\$ 2,113,431	1,806,098
Dettes actives	3,718,177	3,957,397
Stocks de fournitures d'entretien et d'exploitation, au prix coûtant	1,687,018	1,570,892
Total des disponibilités	7,518,626	7,334,387
Obligations gardées comme dépôts de garantie des consommateurs	112,700	75,000
Immobilisations (prix coûtant)		
Centrales électriques	38,189,794	31,570,274
Installations de transport et de distribution d'énergie	12,795,901	8,052,697
Logements du personnel, entrepôts et bâtiments divers	1,703,171	1,708,456
Matériel de communication, de transport et autre	1,076,709	939,791
Constructions en cours	1,854,768	8,125,438
	55,620,343	50,396,656
Moins: Dépréciation accumulée	10,039,265	9,259,302
	45,581,078	41,137,354
Réseaux de chauffage urbain, d'eau et d'égout, et d'avertisseurs d'incendie à Inuvik (Territoires du Nord-Ouest)	8,300,679	8,300,679
Total des immobilisations	53,881,757	49,438,033
	\$ 61,513,083	\$ 56,847,420

Nota: La Commission administre des prêts (qui s'élevaient à \$184,939,275 au 31 mars 1970) consentis par le gouvernement canadien, conformément aux accords conclus en vertu de la Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique

Certifié conforme:

C. F. Prevey

.....
Directeur général adjoint
(Finances et administration)

Approuvé:

H. B. Robinson

.....
Président



L'AUDITEUR GÉNÉRAL DU CANADA

Ottawa, le 19 juin 1970

L'honorable Jean Chrétien
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa

Monsieur le Ministre,

J'ai examiné les comptes et les états financiers de la Commission d'énergie du Nord canadien, pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1970. Conformément aux dispositions de l'article 87 de la Loi sur l'administration financière, je déclare que, à mon avis:

a) La Commission a tenu les livres de comptes appropriés;

b) Les états financiers de la Commission

- (1) ont été établis de la même manière que l'année dernière et en accord avec les livres de comptes;
- (11) en ce qui concerne le bilan, donnent une idée exacte et juste de la Commission à la fin de l'année financière;
- (111) en ce qui concerne l'état des recettes et des dépenses, donnent une idée exacte et juste de la situation de la Commission à la fin de l'année financière;

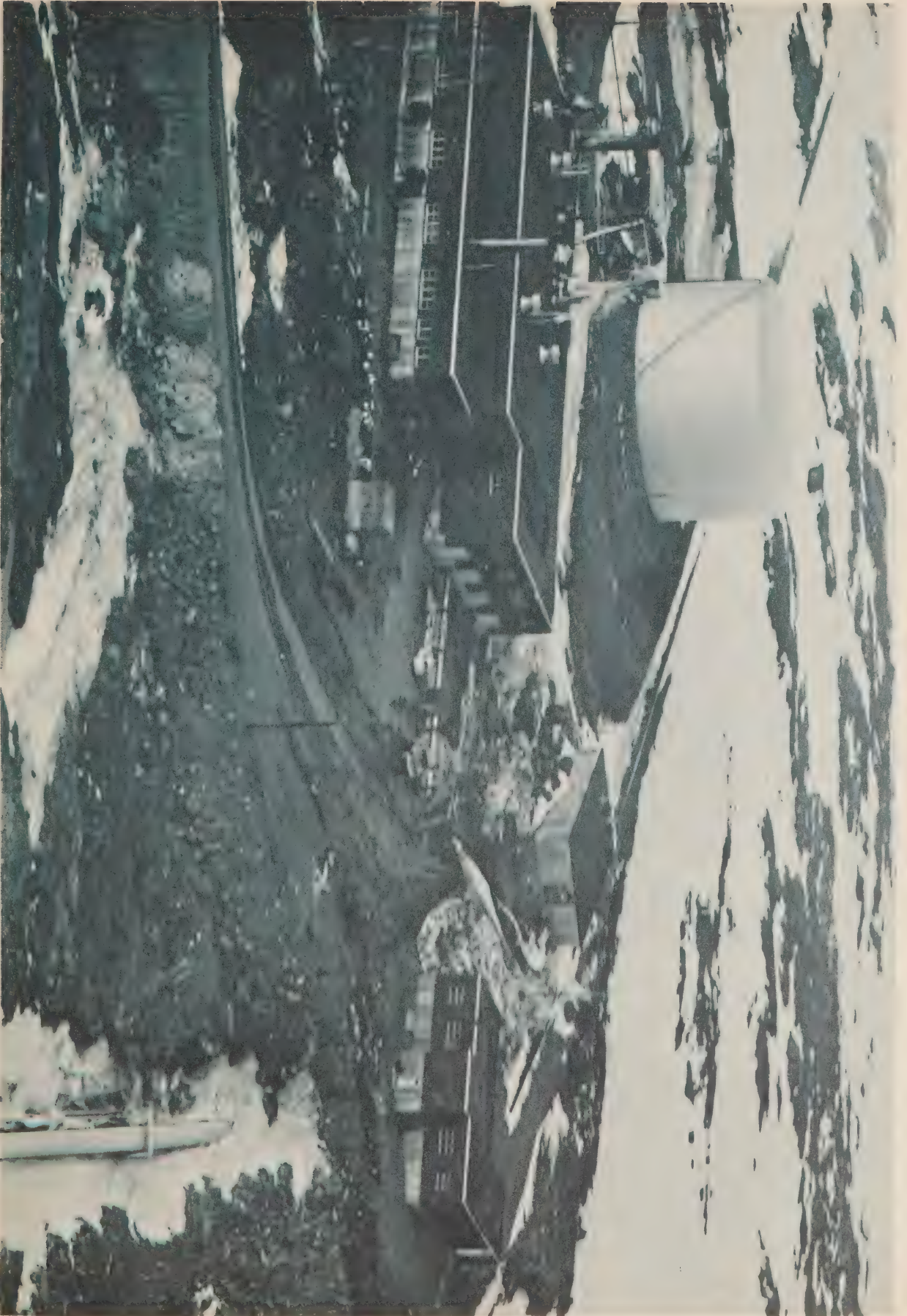
c) Les opérations de la Commission dont j'ai pris connaissance étaient de la compétence de la Commission, selon la Loi sur l'administration financière et toute autre loi applicable à la Commission.

Veuillez agréer, monsieur le Ministre, l'expression de ma haute considération.

L'Auditeur général du Canada

A.M. Henderson

A.M. Henderson



ANNÉE TERMINÉE 31 MARS	DONNÉES GÉNÉRALES				PRODUCTION D'ÉNERGIE (en milliers de kW/h)							CHALEUR ET EAU				FINANCES (en milliers de dollars)				REVENU NET										
1970	21	290	Nombre de centrales en exploitation		333	279	247	227	183	161	153	144	138	101	16	3	Total (en millions de kWh)	383	71	348*	195*	9.7	7.5	6.6	6.0	4.4	.7	1.4	1.4	1.6
1969	19	273			279	247	247	227	183	161	153	144	138	101	16	3	Achats	—	60	338*	190*	7.5	6.6	6.0	4.8	4.4	.9	1.4	1.4	1.6
1968	16	271			247	247	247	227	183	161	153	144	138	101	16	3	d'origine thermique	41	55	356	179	6.6	6.6	6.0	4.4	4.4	.7	1.4	1.4	1.6
1967	15	256			227	247	247	227	183	161	153	144	138	101	16	3	d'origine hydraulique	29	51	346	191	6.0	6.0	6.0	4.0	4.0	.7	1.3	1.3	1.6
1966	13	250			183	247	247	227	183	161	153	144	138	101	16	3	Charge de pointe nette (en milliers de kW)	30	50	284	166	5.3	5.3	5.0	3.4	3.4	.6	.7	.7	.6
1965	12	245			161	247	247	227	183	161	153	144	138	101	16	3		32	36	286	135	5.0	5.0	3.2	3.2	3.2	.5	.8	.8	.5
1964	11	203			153	247	247	227	183	161	153	144	138	101	16	3		25	33	164	56	4.2	4.2	2.5	2.5	2.5	.5	.8	.8	.4
1963	11	182			144	247	247	227	183	161	153	144	138	101	16	3		24	33	144	—	3.9	3.9	2.4	2.4	2.4	.5	.8	.8	.2
1962	10	170			138	247	247	227	183	161	153	144	138	101	16	3		22	29	129	—	4.0	4.0	2.0	2.0	2.0	.5	.8	.8	.7
1961	10	150			101	247	247	227	183	161	153	144	138	101	16	3		16	28	125	—	3.0	3.0	1.4	1.4	1.4	.6	.5	.5	.5

Centrales hydro-électriques de Yellowknife (rivière Snare) (T.N.-O.)
 Centrale des chutes de la Snare
 1 groupe électrogène — 8,350 HP
 Centrale des chutes de la Snare
 1 group électrogène — 9,200 HP
 Centrale diesel de secours de Yellowknife
 1 groupe électrogène — 1,000 kW
 Centrale hydro-électrique de la rivière Mayo (Yukon)
 2 groupes électrogènes — 6,800 HP au total
 Centrale des rapides de Whitehorse (Yukon)
 3 groupes hydro-électriques — 26,000 HP au total
 2 groupes diesel — 9,000 kW
 Centrale hydro-électrique de la rivière Taltson (T.N.-O.)
 1 groupe électrogène — 25,000 HP
 Centrale diesel de secours de Fort Smith (T.N.-O.)
 1 groupe électrogène — 960 kW
 Centrale diesel de Fort Simpson (T.N.-O.)
 4 groupes électrogènes — 1,225 kW au total
 La Commission exploite des réseaux de chauffage central, d'eau et d'égout pour le compte de l'administration des Territoires du Nord-Ouest.
 Réseau des services publics d'Inuvik (T.N.-O.)
 Centrale électrique, chauffage central et services d'eau et d'égout
 1 turbine à vapeur — 600 kW
 6 groupes générateurs diesel — 3,900 kW
 Puissance globale — 4,500 kW
 3 générateurs de 130,000 livres de vapeur par heure.

Centrale diesel de Field (C.-B.)
 3 groupes électrogènes — 400 kW au total

Réseau des services publics de Frobisher Bay (T.N.-O.)
 Centrale électrique et chauffage central
 4 groupes générateurs diesel — 5,100 kW au total
 2 chaudières haute température de 15,000,000 BTU/h
 1 chaudière fonctionnant au gaz d'échappement, 12,000,000 BTU/h
 2 générateurs de 13,000 liv. de vapeur par heure, au total.
 La Commission exploite une usine de traitement des eaux de consommation pour le compte du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

Centrale diesel de Fort Resolution (T.N.-O.)
 3 groupes générateurs — 450 kW au total
 Réseau des services publics de Fort McPherson (T.N.-O.)
 La Commission exploite une centrale électrique diesel, l'installation de chauffage de l'auberge et le service d'eau et d'égout pour le compte de l'administration des Territoires du Nord-Ouest.
 4 groupes électrogènes — 750 kW au total
 Centrale diesel d'Aklavik (T.N.-O.)
 La Commission exploite cette centrale pour le compte de l'administration des Territoires du Nord-Ouest.
 6 groupes électrogènes — 760 kW au total
 Réseau des services publics de Moose Factory (Ontario)
 Centrale électrique, chauffage central, usine de pompage et de traitement d'eau et système d'évacuation des eaux usées.
 2 turbines à vapeur — 200 kW
 6 groupes générateurs diesel — 1,300 kW
 Puissance globale — 1,500 kW
 3 générateurs de vapeur de 6,666 liv. par heure.
 Centrale diesel de Dawson (Yukon)
 4 groupes électrogènes — 1,250 kW au total
 La Commission exploite le réseau d'eau et d'égout pour le compte de l'administration du Yukon.
 Centrale diesel de Cambridge Bay (T.N.-O.)
 5 groupes électrogènes — 1,200 kW au total
 Centrale diesel de Coppermine (T.N.-O.)
 3 groupes électrogènes — 600 kW au total
 Centrale diesel de Chesterfield Inlet (T.N.-O.)
 3 groupes électrogènes — 400 kW au total
 Centrale diesel de Baker Lake (T.N.-O.)
 5 groupes électrogènes — 1,380 kW au total
 Centrale diesel et de turbines à gaz de Norman Wells (T.N.-O.)
 2 groupes électrogènes — 700 kW
 2 groupes diesel — 800 kW
 Puissance globale — 1,500 kW
 Centrale diesel de Fort Good Hope (T.N.-O.)
 3 groupes générateurs — 375 kW au total

La loi de 1958 sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique prévoit la conclusion d'accords entre les gouvernements fédéral et des provinces de l'Atlantique, ainsi que d'accords supplémentaires concernant certains travaux d'aménagement, entre la Commission d'énergie du Nord canadien et les commissions provinciales d'énergie en cause; ces accords ont pour objet d'assurer de l'aide relative à la production et la distribution d'énergie électrique. Cette aide peut se traduire en prêts à long terme pour la construction de centrales germo-électriques et de lignes de transport de courant à haute tension, ainsi qu'en subventions à l'extraction, dans les provinces de l'Atlantique, de houille destinée à la production d'énergie électrique. Les prêts relatifs aux centrales thermo-électriques sont remboursables en 30 ans, à compter de l'achèvement des installations. Les prêts concernant les lignes de transport d'énergie sont remboursables en 40 ans.

Au cours de l'année, la Commission n'a autorisé aucun nouveau projet et aucun nouvel accord n'a été conclu en vertu des termes de cette loi, mais une somme globale de \$35,174,000 a été avancée pour financer des projets d'énergie autorisés avant le 1er avril 1965. Des frais d'amortissement de \$6,819,671.64 ont été payés au gouvernement du Canada par les commissions provinciales d'énergie en cause pour rencontrer les versements d'amortissement de dettes dus le 31 mars 1970 relativement aux projets d'énergie complétés jusqu'ici.

Au cours de l'année, les paiements pour aider à l'extraction de la houille ont atteint \$1,556,435.81, dont \$362,559.49 sont allés à la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, et \$1,193,876.32 à la Commission d'énergie de la Nouvelle-Écosse. Ces versements ont été calculés au taux de 1.05 millième pour chaque kilowatt-heure d'énergie électrique produit du 1er mars au 30 novembre 1969 avec de la houille extraite dans les provinces de l'Atlantique. Le paiement de ces subsides pour la houille, consentis selon les dispositions de cette loi, a été discontinué à compter du 1er décembre 1969.

Sculpteur: Kramanek — Arctic Bay
9 L-6 6 Δ 6 V Δ 2 6



EXPANSION DE L'ENTREPRISE

La production d'énergie électrique a connu une hausse rapide au cours de la décennie de 1961 à 1970, passant de 120 millions à 383 millions de kilowatts-heures. En 1961, la Commission exploitait neuf centrales, tandis qu'elle en administre aujourd'hui 22 dans 20 établissements.

Au cours de la même période, la charge de pointe est passée de 28,000 kW à 71,000 kW. De 128 milliards de B.T.U. qu'elles étaient en 1961, les ventes de chaleur sont passées à 348 milliards de B.T.U. en 1970. Les ventes d'eau, qui étaient de 65 millions de gallons en 1963, sont maintenant de 190 millions de gallons.

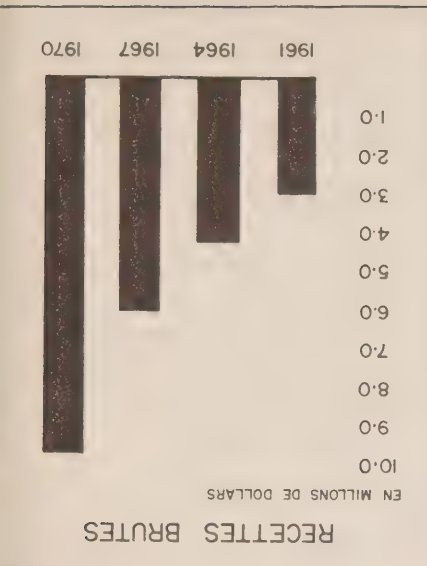
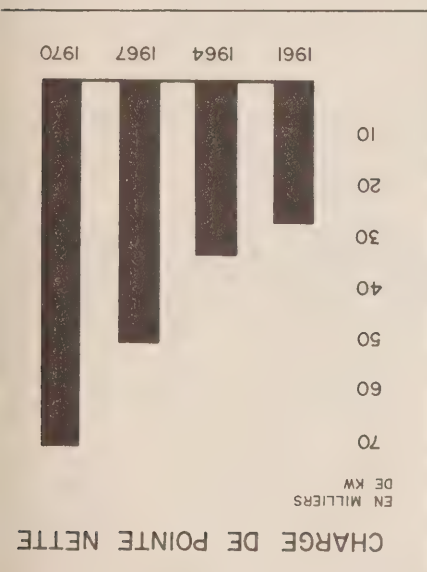
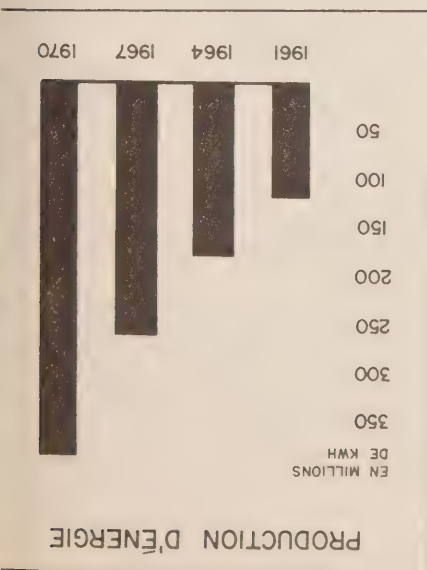
Au cours de cette décennie, les recettes brutes sont passées de 3.0 millions à 9.7 millions de dollars. Le nombre d'employés de la Commission était de 290 au 31 mars 1970. Depuis les débuts de l'entreprise en 1948, tous les paiements d'intérêts et d'amortissement de dettes, de même que tous les autres frais d'exploitation ont été soldés à même les recettes. En conséquence, les contribuables canadiens n'ont pas été tenus de subventionner la Commission. L'actif global de la Commission s'établit à \$61,513,000, dont \$53,882,000 en immobilisations.

Travaux à forfait

La Commission a continué l'exploitation des centrales d'Aklavik, Fort McPherson, Fort Simpson, Frobisher Bay, T.N.-O. et Dawson, T.Y. pour le compte du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, du gouvernement du Territoire du Yukon et du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Elle a en outre exécuté divers travaux de construction et d'entretien des services électriques et mécaniques, y compris certains travaux d'installation et de construction pour des ministères du gouvernement et autres organismes à divers endroits. Tous les travaux à forfait ont été exécutés selon une échelle de frais recouvrables, y compris une majoration du coût de la main-d'oeuvre, pour éviter d'accroître les frais généraux.

Fonds de réserve pour imprévus

Au cours de l'exercice financier 1969-1970, la Commission a autorisé l'affectation d'une somme de \$598,274 au fonds de réserve pour imprévus à divers endroits.



La Commission d'énergie du Nord canadien a été en butte à un accroissement constant de ses frais d'exploitation en raison de la tendance inflationnaire de l'économie canadienne depuis la fin de la Deuxième guerre mondiale, et tout particulièrement au cours des cinq dernières années. Les graphiques 1 et 2 font voir l'accroissement des taux d'intérêt, des traitements et des salaires, et indiquent la montée rapide des frais que la Commission a dû assumer. En outre, le coût de l'équipement et des matériaux a augmenté et une taxe sur le combustible a été imposée dans les Territoires du Nord-Ouest. Le capital d'immobilisation a également été à la hausse en raison de la forte augmentation du coût de construction des nouvelles usines et des lignes de transport de l'énergie électrique.

Malgré ces augmentations, la Commission a réussi, grâce à son expansion et à l'accroissement de sa productivité, à solder ces frais et à consentir de fortes diminutions de tarifs comme on peut le voir au graphique 3. Suit une comparaison des comptes d'électricité des clients résidentiels dans des localités typiques.

CONSOMMATION

1960

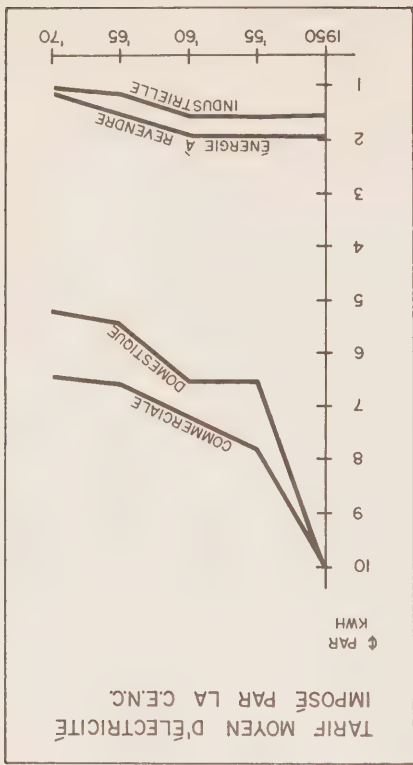
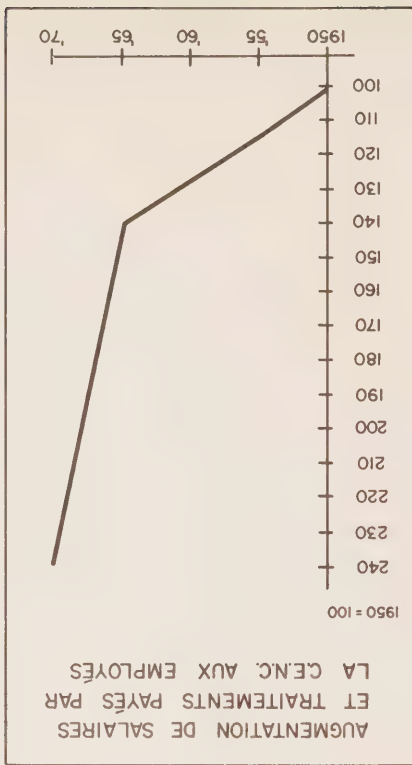
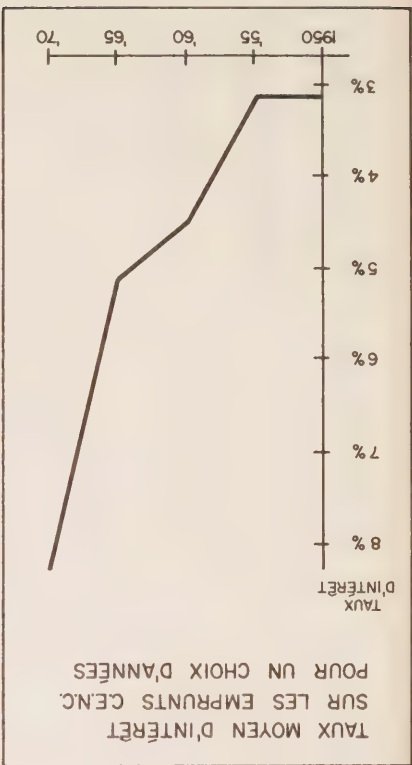
1965

1970

	1500 KWH	600 KWH	150 KWH						
Mayo	63.15	27.19	9.21	T.Y.	Mayo	77.93	32.93	10.43	T.Y.
Fort				T.N.O.	Fort	77.93	32.93	10.43	T.N.O.
Smith					Smith	77.93	32.93	10.43	
Inuvik					Inuvik	77.93	32.93	10.43	
Mayo	43.20	18.90	6.75	T.Y.	Mayo	70.81	30.31	10.06	T.Y.
Fort				T.N.O.	Fort	70.81	30.31	10.06	T.N.O.
Smith					Smith	70.81	30.31	10.06	
Inuvik					Inuvik	70.81	30.31	10.06	
Mayo	32.90	14.90	5.40	T.Y.	Mayo	32.90	14.90	5.40	T.Y.
Fort				T.N.O.	Fort	32.90	14.90	5.40	T.N.O.
Smith					Smith	32.90	14.90	5.40	
Inuvik					Inuvik	32.90	14.90	5.40	
Mayo	70.15	26.65	9.40	T.N.O.	Mayo	70.15	26.65	9.40	T.N.O.
Fort					Fort	70.15	26.65	9.40	
Smith					Smith	70.15	26.65	9.40	
Inuvik					Inuvik	70.15	26.65	9.40	

(1) Basé sur les tarifs en vigueur le 31 mars qui ont été réduits aux tarifs actuels à compter du 1er juin 1965.

(2) En 1960, Mayo utilisait de l'énergie hydraulique tandis que Fort Smith et Inuvik se servaient de l'énergie diesel plus coûteuse. En 1965 et en 1970, Mayo et Fort Smith ont tous deux utilisés l'énergie hydraulique, ce qui explique le tarif moins élevé par rapport à Inuvik. La Commission a réussi à réduire graduellement les tarifs à ces trois endroits en dépit des frais plus élevés.



RÉSULTAT DES EXPLOITATIONS

Les recettes brutes pour l'année terminée le 31 mars 1970 se sont chiffrées par \$9,650,618.

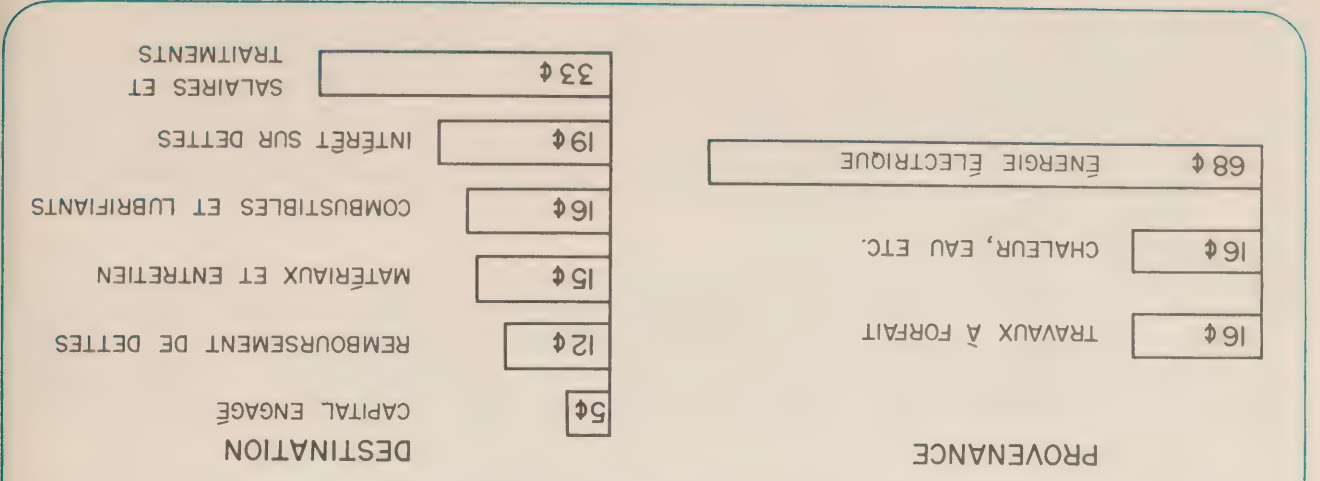
Les recettes nettes, toutes dépenses payées, ont été de \$1,193,861. La provenance et la destination des recettes sont les suivantes:

Provenance	Année terminée le 31 mars 1970	Année terminée le 31 mars 1969
Ventes d'énergie électrique	\$ 6,555,352	\$ 5,046,640
Travaux à forfait	1,547,819	1,190,534
Ventes de chaleur	1,228,489	1,043,753
Services d'eau et d'égout	114,532	108,280
Intérêts perçus	159,238	43,903
Divers	45,188	108,112
	9,650,618	7,541,222

Destination	Année terminée le 31 mars 1970	Année terminée le 31 mars 1969
Traitements et salaires	2,833,457	2,482,297
Combustible et lubrifiants	1,460,401	1,208,296
Matériaux et fournitures	475,149	333,998
Pension et logement des employés (net)	267,160	217,126
Entretien, améliorations, etc.	1,001,949	611,900
Intérêts sur avances du gouvernement	1,556,586	1,446,990
Dépréciation	862,055	888,231
Solde employé pour l'exploitation	1,193,861	352,384
	9,650,618	7,541,222

RÉPARTITION DU DOLLAR GAGNÉ

pour l'année terminée le 31 mars 1970



On a commencé au cours de l'année la construction d'une nouvelle centrale diesel-électrique de réserve de 5,000 kW et d'une ligne de transport de 34.5 kV pour relier cette centrale à la ville de Yellowknife, T.N.-O. On a terminé à Fort Smith, T.N.-O., la construction d'un bâtiment temporaire pour abriter une centrale d'énergie à turbines au gaz de 1,500 kW, qui avait été démenagée de Frobisher Bay. On installera plus tard cette année une centrale à turbines au gaz pour fournir plus d'énergie de réserve en cas d'urgence. Une centrale d'énergie diesel de 2,600 kW a été installée et inaugurée en 1969 à Frobisher Bay, T.N.-O. Les services de chauffage central, d'eau et d'égout ont été fournis à un ensemble de nouveaux immeubles, des bureaux, une maison de rapport, un hôtel et des logements en série à Frobisher Bay. Une nouvelle centrale d'un rendement de 375 kV a été mise en service le 8 novembre 1969 à Fort Good Hope, T.N.-O.

On a complété en 1969 l'installation et l'inauguration d'une troisième centrale hydraulique à Whitehorse, T.Y., portant le rendement hydraulique de la centrale des rapides de Whitehorse de 15,000 à 26,000 ch. La transmission d'énergie sur la ligne de transport de 138 kV d'une longueur de 225 milles, reliant Whitehorse et l'exploitation minière de la Anvil Mining Corporation et de l'établissement de Faro, a débuté le 4 août 1969. A Dawson City, T.Y., une nouvelle centrale d'énergie diesel-électrique a été aménagée pour répondre aux besoins croissants d'énergie.

L'administration et le personnel de la Commission font tout en leur pouvoir pour accroître la productivité afin d'éviter une hausse du taux de l'énergie malgré les pressions inflationnistes exercées par les déboursés accrus en traitements et salaires, l'augmentation du coût des matériaux et des fournitures, du coût de la construction et des taux d'intérêt.

Il faudra dans un avenir prochain accorder plus d'attention à la découverte de nouvelles sources d'énergies et à la planification à long terme. La Commission se doit de ne plus limiter ses efforts à l'aménagement de centrales. Elle est rendue au moment où il faudra songer à relier les réseaux d'énergie électrique dans certaines régions du Nord, que l'on utilise davantage les ressources locales et que l'on entreprenne la construction de lignes de transport plus longues.

Depuis que j'ai assumé les fonctions de président de la Commission, j'ai eu l'occasion de visiter le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest et de visiter plusieurs centrales aménagées par la Commission. J'ai été fort impressionné par la qualité et l'excellence des installations et du personnel de la Commission et je suis convaincu que la Commission pourra répondre aux besoins du Nord pour ce qui est de l'énergie et des autres services d'utilités publiques dans difficiles années à venir.

Je désire exprimer ma gratitude et mes remerciements aux membres de la Commission, aux dirigeants et aux membres du personnel, qui ont contribué au succès de la Commission au cours de l'année écoulée.

H. B. Robinson

H. Basil Robinson
Président
Le 30 juin 1970.

L'année 1969-1970 a été une année réussie et importante pour la Commission d'énergie du Nord canadien.

L'expansion s'est maintenue à un rythme régulier pendant toute l'année, la consommation d'énergie électrique ayant augmenté de 19.0 p. 100 et celle de la chaleur de 3.0 p. 100. Au cours de l'année, une nouvelle centrale diesel d'énergie électrique a été ajoutée au réseau de la Commission, portant le nombre des centrales à 22, dont cinq sont hydrauliques et 17 à force motrice diesel. A plusieurs de ces emplacements, la Commission fournit également le chauffage central ainsi que les systèmes communautaires d'eau et d'égout.

Les recettes brutes de la Commission ont été de 9.7 millions de dollars, contre 7.5 millions l'année précédente. Le revenu net s'est aussi accru de façon satisfaisante.

L'événement le plus remarquable de l'année a été l'aménagement d'une ligne de transport de 225 milles au Yukon, entre Whitehorse et Faro, en passant par Carcross, afin d'alimenter en énergie électrique la nouvelle mine de plomb et de zinc de l'Anvil Mining Corporation, l'une des plus importantes entreprises minières au pays. Avec la mine Cominco Pine Point, T.N.-O., elle sera l'un des principaux clients de la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission s'engage à fournir de l'énergie à bon marché à Anvil et aux autres entreprises minières du Nord et d'aider ainsi l'industrie minière à soutenir la concurrence sur les marchés mondiaux.

Au nom de la Commission, je voudrais exprimer notre gratitude à M. John A. MacDonald, qui a été président de janvier 1968 à janvier 1970. Sa clavicoyance et sa sage direction ont largement contribué au succès de la Commission.

M. E. W. Humphrys s'est démis de ses fonctions de directeur général après 20 années au service de la Commission, le 31 mai 1969, pour devenir le premier conseiller en énergie électrique auprès du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Sous l'habile direction de M. Humphrys, les activités de la Commission sont passées d'une centrale hydraulique à Snare Falls à 22 centrales de types différents dans tout le Nord. M. Humphrys a largement contribué à la planification, à la construction et à la gestion des centrales d'énergie et des services d'utilités publiques dans le Nord du Canada. Au nom de la Commission, je voudrais rendre hommage à M. Humphrys pour ses longs et précieux états de service.

M. John M. Lowe a été nommé directeur général le 1er juin 1969 en remplacement de M. Humphrys. M. Lowe était ci-devant directeur général adjoint des services techniques de la Commission, et assume son nouveau poste avec une vaste expérience.

En janvier 1970, M. A.D. Hunt a remplacé M. J.-B. Bergevin comme membre de la Commission, tandis que M. D. Williamson remplaçait M. W. D. Mills au poste de secrétaire de la Commission en août 1969.

Les résidents des Territoires du Nord-Ouest ont inauguré en janvier 1970 les fêtes marquant le centenaire des Territoires. La Commission d'énergie du Nord canadien offre ses meilleurs vœux au gouvernement et à la population des Territoires du Nord-Ouest à l'occasion de cet important événement historique. La Commission et son personnel ont pris une part active à ces fêtes. A ce propos, la Commission a donné \$10,000 en prix à être décernés aux concurrents de la course de canoe Sir Alexander Mackenzie, de Fort Providence à Inuvik, du 9 au 27 juillet 1970.

L'année 1969-1970 a marqué la première fois que la Commission a entamé des négociations collectives avec son personnel de fonctionnement. La Commission est une société de la Couronne et a été classée comme employeur distinct ce qui signifie qu'elle négocie directement avec les représentants de ses employés, sans passer par les négociations du Conseil du Trésor qui agit au nom des ministères du gouvernement fédéral. Au 31 mars, les négociations avec l'Alliance de la fonction publique étaient encore en cours. Il semblait toutefois assuré qu'on en viendrait à un accord dans un avenir rapproché.

M. E.W. HUMPHRYS DÉMISSIONNEE COMME DIRECTEUR GÉNÉRAL

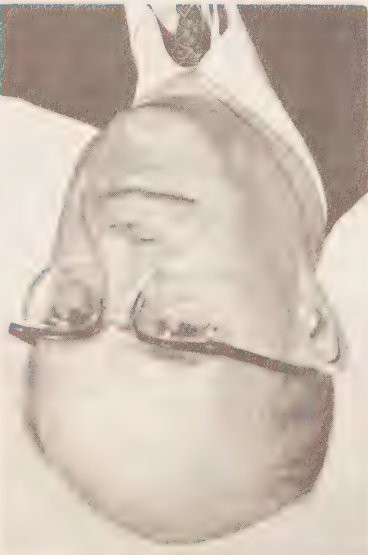
M. Edward William Humphrys s'est démis de ses fonctions de directeur général de la Commission d'énergie du Nord canadien le 31 mai 1969, après 20 années au service de la Commission, pour accepter le poste de premier conseiller en énergie électrique auprès du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, à Ottawa.

M. Humphrys est entré au service de la Commission d'énergie en qualité d'ingénieur en électricité le 1er septembre 1948. Il a été nommé directeur général et ingénieur en chef en juin 1956.

Au cours de ses 20 ans au service de la Commission d'énergie, M. Humphrys a dirigé la planification et la construction de toutes les centrales d'énergie et des services publics aménagés par la Commission, ainsi que l'entretien et la bonne administration de ces installations.

De 1935 à 1940, M. Humphrys était directeur-administrateur d'une société de services d'énergie électrique en Saskatchewan. En 1940, il entra au service de la Commission d'inspection du Royaume-Uni et du Canada où il demeura jusqu'en 1948.

La Commission félicite M. Humphrys de l'excellent travail accompli pendant sa longue et fructueuse carrière au service de la Commission d'énergie du Nord canadien.



M. JOHN M. LOWE NOMMÉ DIRECTEUR GÉNÉRAL

Le 1er juin 1969, M. John MacDonald Lowe a été nommé directeur général de la Commission d'énergie du Nord canadien.

M. Lowe possède pour ses nouvelles fonctions une longue expérience dans les domaines technique et de l'administration. Depuis 1954, M. Lowe a été chargé de travaux de génie reliés à l'énergie électrique au Labrador, dans le Nord du Québec, dans les Territoires du Nord-Ouest et à Ottawa. De 1961 à 1963, il a été prêt à la Commission d'énergie atomique du Canada à titre de directeur adjoint du projet de développement d'énergie nucléaire de Douglas Point, à Kincairdine, en Ontario.

Vers la fin de 1963, M. Lowe a été nommé directeur du projet de développement hydro-électrique de la rivière Talison, à Fort Smith, T.-N.-O., poste qu'il occupa jusqu'à la fin de 1965. En 1966, M. Lowe était nommé directeur général adjoint de la Commission.



M. JOHN A. MACDONALD QUITTE LA PRÉSIDENCE

Le 22 janvier 1970, M. John A. MacDonald a quitté le poste de président de la Commission d'énergie du Nord canadien qu'il occupait depuis le 30 janvier 1968. M. MacDonald, qui était auparavant sous-ministre du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, a été nommé sous-ministre des Travaux publics à compter du 16 janvier 1970. Au cours de son mandat comme président de la Commission, M. MacDonald a insisté sur l'importance du développement du Nord. Il a surtout envisagé le rôle de la Commission dans le développement à long terme du Nord. Son enthousiasme et sa confiance dans le Nord ont été un motif d'inspiration pour la Commission et ont largement contribué à l'expansion de ses activités visant à combler les besoins d'énergie du Nord.

Les membres et l'administration de la Commission expriment leur appréciation à M. MacDonald pour sa sage direction et son précieux appui au cours de son mandat comme président.

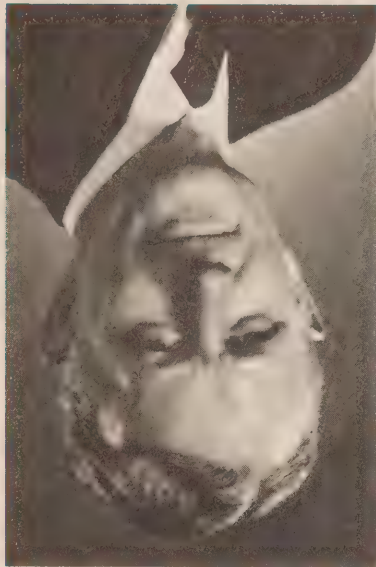


M. H. BASIL ROBINSON NOMMÉ PRÉSIDENT

M. H. Basil Robinson, ci-devant sous-secrétaire adjoint d'État aux Affaires extérieures, a été nommé président de la Commission d'énergie du Nord canadien le 22 janvier 1970.

Avant sa nomination comme sous-ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et comme président de la Commission d'énergie du Nord canadien en janvier de cette année, M. Robinson avait été au service du ministère des Affaires extérieures depuis 1945. Il a été en poste à Londres et à Paris et devint par la suite ministre à Washington, D.C. En 1964, il était nommé sous-secrétaire adjoint d'État aux Affaires extérieures, et responsable des questions relevant du désarmement, de la défense et des Nations-Unies. En décembre 1966, il devenait adjoint du Sous-secrétaire d'État aux Affaires extérieures.

Les membres et l'administration de la Commission souhaitent une cordiale bienvenue à M. Robinson à titre de nouveau président de la Commission.



M. A. DIGBY HUNT NOMMÉ MEMBRE

M. Alvin Digby Hunt, sous-ministre adjoint au développement du Nord, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, a été nommé membre de la Commission d'énergie du Nord canadien le 22 janvier 1970 en remplacement de M. J.B. Bergevin.

MEMBRES ET AGENTS DE LA
COMMISSION

Membres de la Commission

- H. Basil Robinson
- John F. Parkinson
- A. Digby Hunt
- Membre
- Membre

Membres du bureau

- John M. Lowe
- Joseph Long
- Directeur général adjoint, Services techniques
- George Olson
- Directeur général adjoint, Exploitation
- Chester F. Prevey
- Directeur général adjoint, Finance et administration

Principaux agents

- Thomas A. Stott
- John H. Reynolds
- Denis Williamson
- Arthur H. Todd
- Douglas Morphy
- Comptable de la Commission
- Agent du personnel

Vérificateurs: L'auditeur général du Canada

SPHÈRES D'ACTIVITÉ ET RÉGIONS DESSERVIES (voir la carte à l'intérieur du plat supérieur)

Électricité

Production ou transport (ou les deux à la fois) d'énergie électrique, aux emplacements suivants: Inuvik, Frobisher Bay, Yellowknife, Pine Point, Fort Smith, Fort Simpson, Baker Lake, Coppermine, Cambridge Bay, Fort Resolution, Fort McPherson, Chesterfield Inlet, Fort Good Hope, Norman Wells et Aklavik, dans les Territoires du Nord-Ouest; Whitehorse, Faro, Mayo et Dawson, au Yukon; Field, en Colombie-Britannique; et Moose Factory, en Ontario.

Chauffage central

Production et distribution de chaleur à: Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson et Fort McPherson, dans les Territoires du Nord-Ouest; et Moose Factory, en Ontario.

Eau et égout

Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, dans les Territoires du Nord-Ouest; Moose Factory, en Ontario; Faro et Dawson, au Yukon.

Travaux à forfait

Les travaux à forfait, y compris l'aménagement de services d'utilité publique, de même que la réparation et l'entretien d'installations électriques, sont exécutés pour les ministères fédéraux et d'autres organismes, au besoin, selon une formule perime tant le recouvrement des frais.

L'honorable Jean Chrétien,
Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien,
OTTAWA (Ontario).
Monsieur le Ministre,
Conformément à l'article 24 de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien, (chap. 42, 4-5, Elisabeth II), j'ai l'honneur de vous présenter le rapport de la Commission d'énergie du Nord canadien pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1970.

Le président de la Commission,

H.B. Robinson

Le 30 juin, 1970

Fonctions et pouvoirs de la Commission

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne qui s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique de caractère commercial. Elle a été créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (chap. 42, 4-5, Elisabeth II) et est autorisée à déterminer les besoins d'installations d'utilité publique et à aménager et à exploiter de telles installations dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et même ailleurs au Canada sous réserve de l'approbation du gouverneur général en conseil.

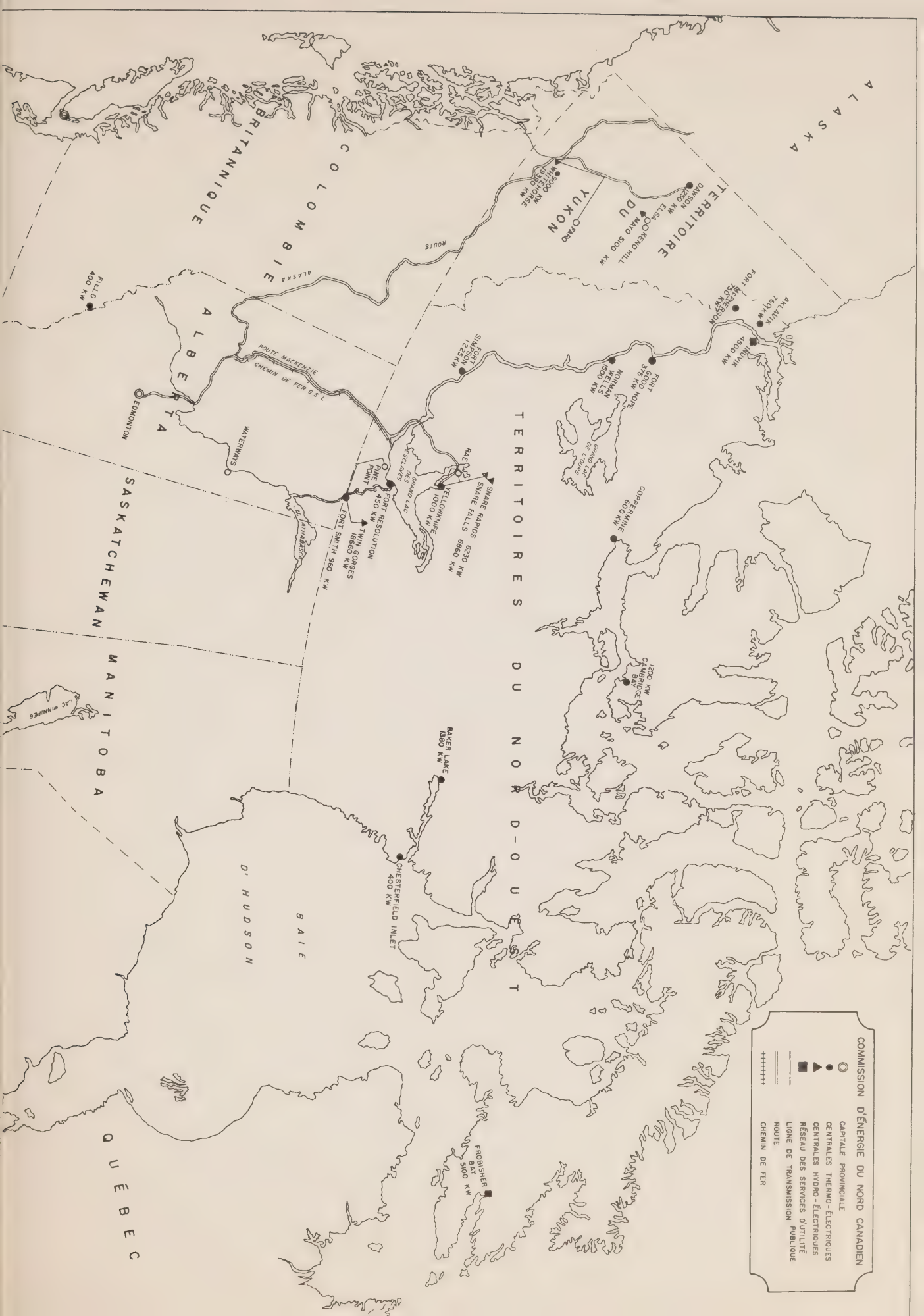
La Loi exige que chacune des entreprises exploitées par la Commission fasse ses frais; par conséquent, le tarif des services publics qu'elle fournit doit être établi en vue de rapporter un revenu permettant d'acquitter l'intérêt sur le capital immobilisé, de rembourser le capital d'immobilisation au cours d'un certain nombre d'années, de couvrir les frais d'exploitation et d'entretien et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

TABLE DES MATIÈRES

Lettre de transmission	2
Fonctions et pouvoirs de la Commission	2
Membres et agents de la Commission	3
Sphères d'activité et Régions desservies	3
Retraites et promotions	4
Avant-propos du Président	6
Résultat des exploitations	8
Tarifs et coûts accrus	9
Expansion de l'entreprise	10
Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique	11
Centrales en exploitation	12
Résumé statistique	13
Rapport de l'auditeur général	15
Etats financiers	
Bilans	16
Recettes et dépenses	18
Revenu excédentaire	18

EN PAGE COUVERTURE:

Lac Klwane, Territoire du Yukon.
Photo Malak, Ottawa, Canada



COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

● CAPITALE PROVINCIALE
 ▲ CENTRALES THERMO-ÉLECTRIQUES
 ■ CENTRALES HYDRO-ÉLECTRIQUES
 ■ RÉSEAU DES SERVICES D'UTILITÉ
 — LIGNE DE TRANSMISSION PUBLIQUE
 — ROUTE
 +++ CHEMIN DE FER



22^e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1970.



**COMMISSION D'ÉNERGIE
DU NORD CANADIEN**



23RD ANNUAL REVIEW
Year ended 31 March 1971



October 6, 1971

The Honourable Jean Chrétien, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and Northern Development,
OTTAWA, Canada.

Dear Sir,

In accordance with Section 24 of the Northern Canada Power Commission Act, Chapter 42, 4-5 Eliz. II, I have the honour to submit the Annual Report of the Northern Canada Power Commission for the fiscal year ended March 31, 1971.

Respectfully submitted,

H.B. Robinson,
Chairman.

Commission's Function and Authority

The Northern Canada Power Commission is a Crown Corporation concerned with the Planning, Construction, and Management of Public Utilities on a commercial basis. The Commission operates under Authority of the Northern Canada Power Commission Act which empowers it to survey utility requirements, construct, and operate public utility plants in the Northwest Territories, Yukon Territory, and subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

It is a requirement of the authorizing Act that projects undertaken by the Commission shall be self-sustaining. Consequently rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest on investment, repayment of principal over a period of years, operating and maintenance expenses and a contingency reserve.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
Head Office: 251 Bank Street, Ottawa, Canada

**MEMBERS AND OFFICERS
OF THE COMMISSION**

H. Basil Robinson	— Chairman
John F. Parkinson	— Member
A. Digby Hunt	— Member
* John M. Lowe	— General Manager
Chester F. Prevey	— Secretary
Thomas M. Patterson	— Adviser
Edward W. Humphrys	— Adviser
* Joseph Long	— Asst. Gen. Manager, Technical Services
* George Olson	— Asst. Gen. Manager, Operations
* Chester F. Prevey	— Asst. Gen. Manager, Finance and Administration
Thomas A. Stott	— Treasurer
John H. Reynolds	— Chief Engineer
Bruce G. Christie	— Chief of Operations
Arthur H. Todd	— Chief of Personnel
Douglas B. Morphy	— Commission Accountant

** Members of the Executive Committee*

THE BUSINESS OF THE COMMISSION AND THE AREA SERVED (see map inside cover)

Electric Service

Generation and/or Transmission of electricity at Inuvik, Frobisher Bay, Yellowknife, Snare Rapids, Rae, Taltson, Pine Point, Fort Smith, Fort Simpson, Baker Lake, Coppermine, Cambridge Bay, Fort Resolution, Fort McPherson, Chesterfield Inlet, Fort Good Hope, Norman Wells and Aklavik, N.W.T.; Whitehorse, Faro, Mayo and Dawson City, Y.T.; Field, B.C. and Moose Factory, Ontario.

Central Heating

Generation and distribution of heat at Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, N.W.T. and Moose Factory, Ontario.

Water and Sewerage

Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, Coppermine, N.W.T.; Moose Factory, Ontario; and Dawson City, Y.T.

Contract Work

Construction of utility services and repairs and maintenance of electrical equipment is performed on a recoverable basis for Government Departments and others as required.

CHAIRMAN'S FOREWORD



The year 1970-71 was one of continuing expansion and successful operations for the Northern Canada Power Commission.

Electric energy consumption maintained the growth trend established in recent years with a 19.6% increase during 1970-71 and heat sales increased 16.8% during the same period.

Arrangements were completed with the Government of the Northwest Territories to turn over existing power generating and distribution facilities at Fort Franklin, Fort Norman, Tuktoyaktuk, N.W.T. for operation by the Commission, effective April 1, 1971.

In November 1970, Mr. F.L. Mooney was appointed at Whitehorse, Yukon Territory, as Regional Manager (Y.T.). He has assumed responsibilities in relation to the Commission's operations throughout the Yukon Territory. A comparable appointment was made in June of 1971 when Mr. Andrew Jones was appointed

Regional Manager (N.W.T.) to cover operations in the Northwest Territories, with the Regional Office located at Yellowknife, N.W.T.

Several new diesel installations were completed during the year 1970-71 to provide additional generating capacity totalling 29,900 KW. Details are shown on pages 7 and 8 of this report under the heading Plant Installations.

Major developments at various plants were:

Yellowknife/Snare River, N.W.T. — The new 5,100 KW standby diesel plant at Yellowknife was completed early in 1970. In January 1971, Cominco's Bluefish hydro plant was rendered inoperative as the result of fire damage. The Commission's standby facilities were immediately placed in service for the remainder of the year along with two additional diesel units (1,200 KW capacity), thereby facilitating the continued operation of Cominco's mine. The standby plant will continue to provide peaking power during 1971 pending the completion of repairs to the Bluefish plant. A 34.5 KV transmission line was completed to connect the standby diesel plant to the Commission's 115 KV terminal facilities. Three new housing units were built for employees at Yellowknife.

Pine Point, N.W.T. — The new 5,100 KW standby diesel plant at Pine Point was completed during the year to provide standby power for the town and to Pine Point Mines Limited. A 14 mile single phase transmission line was constructed from Pine Point to serve the Buffalo River area, N.W.T.

Inuvik, N.W.T. — A new powerhouse and a 5,100 KW diesel installation were completed during the year to increase the installed capacity of the plant to 10,200 KW. The erection of a 1,000,000 gallon fuel storage tank which commenced in 1969 was completed and a major extension of some 3,000 feet to the water and sewer utilidor was completed on behalf of the Government of the Northwest Territories. In addition, a six unit row house was built to provide accommodation for employees.

Frobisher Bay, N.W.T. — The installed capacity of the power plant was increased to 9,500 KW with the installation of 500 KW and 3,900 KW diesel units and electrical, heat, water and sewerage services were extended to a new stores building, a recreation centre and a vocational school in the town.

Fort Resolution, N.W.T. — The construction of a single phase, ground-return, 34.5 KV transmission line from Pine Point to Fort Resolution was completed and the line was

energized late in the year. The Fort Resolution diesel plant will therefore be required for emergency purposes only in the future.

Fort Smith, N.W.T. — Emergency standby capacity was augmented with the installation of a 1,500 KW gas turbine unit which was moved from Frobisher Bay in 1969.

Fort Franklin, N.W.T./Fort Norman, N.W.T./Tuktoyaktuk, N.W.T. — In addition to assuming responsibilities in relation to the supply and distribution of electric power on April 1, 1971 at Fort Franklin, Fort Norman and Tuktoyaktuk, the Commission has arranged for the installation of 150 KW diesel units in the existing power houses at Fort Franklin and Fort Norman to increase plant capacity to these plants to 350 KW each; and installation of a 150 KW diesel unit in the existing power house at Tuktoyaktuk to increase plant capacity to 450 KW.

Whitehorse/Faro, Y.T. — The Whitehorse hydro system was expanded during the year by the installation of 5,100 KW diesel units at Whitehorse and Faro to provide required peaking capacity and for standby purposes.

Dawson, Y.T. — Automation of a 500 KW diesel unit was completed to provide for 16 hours of unattended operation.

As indicated in his report to the Minister which is shown on Page 9 the Auditor General has declined to express an opinion on the Accounts and Financial Statements of the Commission for the year 1970-71. The situation has been discussed at length with the Auditor General and steps are being taken during the current year to rectify this condition.

There have been several retirements and appointments to the staff, at Headquarters and at individual plants during the past year. The Commission has developed a strong management team which is working closely with Plant Superintendents. The Commission had a staff of 306 regular employees throughout the Yukon and Northwest Territories and at Field, B.C. and Moose Factory, Ontario, 5 at Edmonton, 2 at the Regional Office, Whitehorse, Y.T. and 80 at Head Office, Ottawa.

A collective agreement, providing for wage increases and other benefits, was concluded in September 1970 between the Public Service Alliance of Canada and the Commission. The agreement applied to non-supervisory plant employees in the Operational Category and expired September 30, 1971.

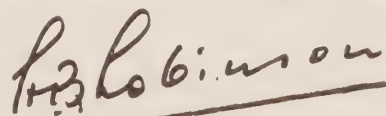
Along with the negotiated wage increase, the Commission also introduced a scale of northern allowances for its employees in the Yukon and Northwest Territories.

The Commission also adjusted salaries and benefits for employees who are not subject to collective bargaining.

The first Superintendents' Conference was held in Edmonton at which much was accomplished toward improved operations and communications. Further to this general conference, a seminar in management techniques was held at the Indian Affairs and Northern Development Conference Centre at Jasper, Alberta, following a winter of individual study by Plant Superintendents.

On behalf of management, I wish to take this opportunity to express my thanks and appreciation for the hard work done and the loyalty shown by all members of the Commission staff throughout Canada.

The Commission looks forward to increased activity, the establishment of several new plants and the expansion of facilities of existing plants in the year immediately ahead and for several years thereafter.



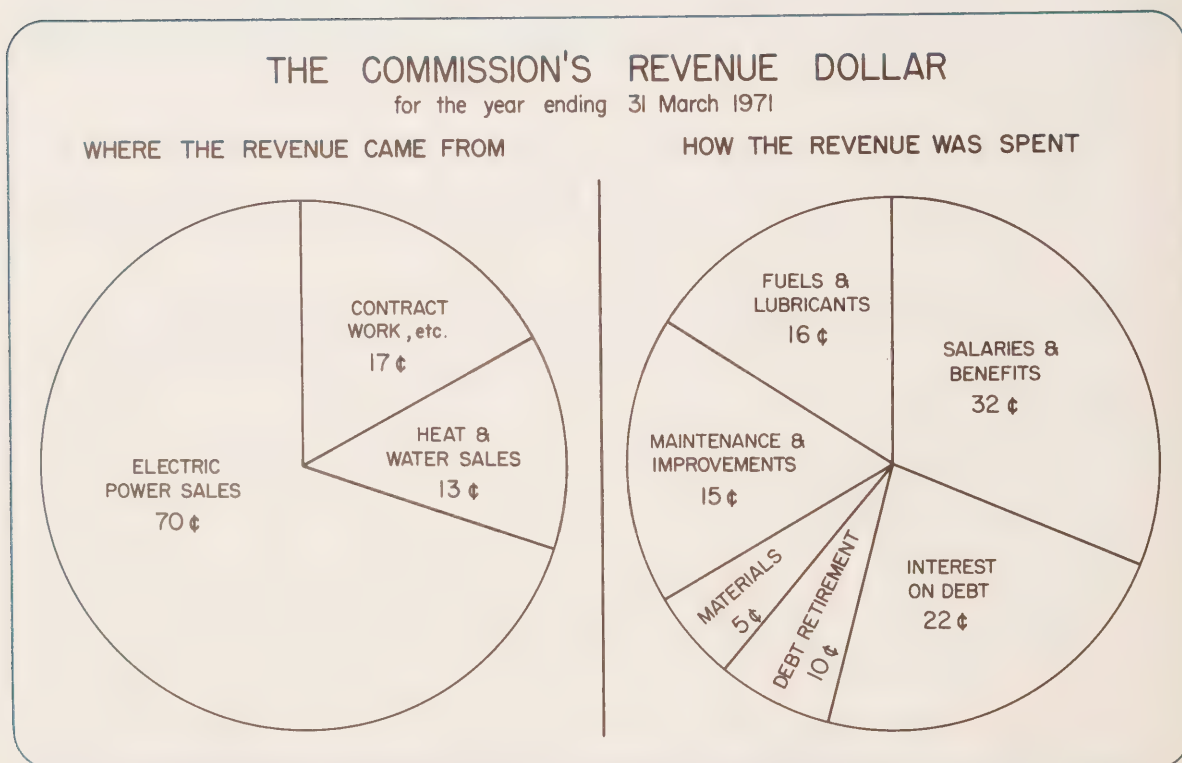
H. Basil Robinson
Chairman

ANNUAL REVIEW OF NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

for the year ended 31 March 1971

RESULTS OF OPERATIONS

	Millions of Dollars	
	1970-71	1969-70
SALES:		
Electric Power	7.8	6.6
Heat, Water and Sewerage Services	1.4	1.3
Contract Work and Miscellaneous	2.0	1.8
Totals	<u>11.2</u>	<u>9.7</u>
EXPENDITURES:		
Salaries and Benefits	3.5	3.1
Fuel and Lubricants	1.8	1.5
Interest on Debt	2.4	1.5
Maintenance and Improvements and Other Expenses	1.7	1.0
Debt Retirement	1.1	.9
Materials	.6	.5
Sub Totals	<u>11.1</u>	<u>8.5</u>
Net income before extraordinary items relating to prior years' operations.	<u>.1</u>	<u>1.2</u>
	<u>11.2</u>	<u>9.7</u>



PLANT INSTALLATIONS

	Plant Capacity
AKLAVIK, N.W.T.	
Power Plant	
6 Diesel Units operated by the Commission on behalf of the Government of the Northwest Territories	750 KW
BAKER LAKE, N.W.T.	
Power Plant	
5 Diesel Units	1,350 KW
CAMBRIDGE BAY, N.W.T.	
Power Plant	
5 Diesel Units	1,200 KW
CHESTERFIELD INLET, N.W.T.	
Power Plant	
3 Diesel Units	400 KW
COPPERMINE, N.W.T.	
Power Plant	
3 Diesel Units	600 KW
DAWSON, Y.T.	
Power Plant	
4 Diesel Units	1,200 KW
Water Treatment Plant, Sewerage System — operated by the Commission on behalf of the Yukon Territorial Government	
FIELD, B.C.	
Power Plant	
4 Diesel Units	650 KW
FORT GOOD HOPE, N.W.T.	
Power Plant	
3 Diesel Units	375 KW
FORT McPHERSON, N.W.T.	
Power Plant	
4 Diesel Units	750 KW
Hostel Heating Plant, Water Treatment Plant, Sewerage System — operated by the Commission on behalf of the Government of the Northwest Territories.	
FORT SIMPSON, N.W.T.	
Power Plant	
5 Diesel Units	1,450 KW
Central Heating Plant, Water Treatment Plant, Sewerage System — operated by the Commission on behalf of the Government of the Northwest Territories.	
FROBISHER BAY, N.W.T.	
Power Plant	
7 Diesel Units	9,500 KW
Central Heating Plant	35 million BTU/hr.
(1) H.T.W. Generators	31,000 lb. steam/hr.
(2) Steam Generators	

PLANT INSTALLATIONS (Cont'd)

Plant
Capacity

Water Treatment Plant —
operated by the Commission on behalf of the Government
of the Northwest Territories

INUVIK, N.W.T.

Power Plant

(1) 8 Diesel Units	9,600 KW
(2) 1 Steam Turbine Unit	600 KW
Central Heating Plant — Steam Generators —	90,000 lb. steam/hr.
Water Treatment Plant, Sewerage System	

MAYO, Y.T.

Power Plant

2 Hydro Units	5,100 KW
---------------	----------

MOOSE FACTORY, Ont.

Power Plant

(1) 6 Diesel Units	1,300 KW
(2) 2 Steam Turbine Units	200 KW
Central Heating Plant — Steam Generators —	20,000 lb. steam/hr.
Water Treatment Plant, Sewage Treatment Plant	

NORMAN WELLS, N.W.T.

Power Plant

3 Diesel Units	1,400 KW
----------------	----------

TALTSON RIVER HYDRO SYSTEM, N.W.T.

Taltson River Power Plant

1 Hydro Unit	18,000 KW
--------------	-----------

Fort Resolution Power Plant

3 Diesel Units	450 KW
----------------	--------

Fort Smith Power Plant

1 Diesel Unit and 1 Gas Turbine Unit	2,500 KW
--------------------------------------	----------

Pine Point Power Plant

1 Diesel Unit	5,100 KW
---------------	----------

WHITEHORSE HYDRO SYSTEM, Y.T.

Whitehorse Power Plant

(1) 3 Hydro Units	19,400 KW
-------------------	-----------

(2) 3 Diesel Units	14,200 KW
--------------------	-----------

Faro Power Plant

1 Diesel Unit	5,100 KW
---------------	----------

YELLOWKNIFE/SNARE RIVER HYDRO SYSTEM, N.W.T.

Snare Rapids Power Plant

1 Hydro Unit	7,000 KW
--------------	----------

Snare Falls Power Plant

1 Hydro Unit	7,000 KW
--------------	----------

Yellowknife Power Plant

2 Diesel Units	6,100 KW
----------------	----------



AUDITOR GENERAL OF CANADA

Ottawa, October 1, 1971.

The Honourable Jean Chrétien,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development,
Ottawa.

Sir,

I have examined the accounts and financial statements of
Northern Canada Power Commission for the year ended March 31, 1971.

The attention of the Commission has again been directed
to inadequacies and unsatisfactory conditions in the accounting procedures
and the system of internal control which in turn affect the correctness of
the accounts. These were the subject of paragraphs 131, 132 and 133 of my
1970 Report to the House of Commons concerning expenditures made without
proper authority, inadequate accounting and financial controls and inadequate
collection action with respect to accounts receivable.

Due to the continuing unsatisfactory condition of the
records, I am unable to express an opinion as required by section 77 of
the Financial Administration Act on the validity of either the accounts
or the financial statements for the year ended March 31, 1971. I have
discussed the situation at length with the Commission who have now taken
steps to correct the unsatisfactory condition during the current year.

Yours faithfully,

Auditor General of Canada.

Balance Sheet as at March 31, 1971
(with comparative figures as at March 31, 1970)

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

LIABILITIES

	<u>1971</u>	<u>1970</u>
Current liabilities:		
Due on advances from Canada	\$ 87,000	\$ 1,404,564
Accounts payable	938,716	635,077
Contractors' holdbacks	445,079	369,001
	<hr/>	<hr/>
Total current liabilities	1,470,795	2,408,642
	<hr/>	<hr/>
Consumers' and other security deposits	141,651	137,146
	<hr/>	<hr/>
Proprietary Equity of Canada:		
Advances, including \$50,000 for investigation of projects	50,589,811	45,310,477
Equity represented by:		
Central heating, water and sewerage and fire alarm systems financed by parliamentary appropriations	9,840,581	8,300,679
Extension, expansion and improvements of capital assets financed from earnings	1,343,429	999,299
Reserve for contingencies	2,589,840	2,625,000
Retained earnings	789,743	1,731,840
	<hr/>	<hr/>
	65,153,404	58,967,295
	<hr/>	<hr/>
	<hr/>	<hr/>
	\$66,765,850	\$61,513,083
	<hr/>	<hr/>

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Statement of Income and Expense for the year ended March 31, 1971 (with comparative figures for the year ended March 31, 1970)

	<u>1971</u>	<u>1970</u>
Income:		
Sale of power	\$ 7,815,086	\$ 6,555,352
Income arising from construction, maintenance and operation of facilities for Canada and others	1,691,213	1,547,819
Sale of heat	1,273,181	1,228,489
Water and sewerage services	128,068	114,532
Interest	155,736	159,238
Miscellaneous	90,473	45,188
	<u>11,153,757</u>	<u>9,650,618</u>
Expense:		
Operation and maintenance:		
Salaries and wages	2,685,029	2,360,046
Fuel and lubricants	1,809,742	1,460,401
Plant, including improvements	795,878	509,381
Materials and supplies	566,875	475,149
Employees' board and accommodation (net)	316,605	267,160
Travel and removal	202,549	141,638
Motor vehicles expense	91,096	76,994
Telegrams, telephone and postage	46,686	35,245
Plant, line and equipment rentals	39,699	25,506
Tools and miscellaneous equipment	32,233	23,293
Insurance	30,083	14,562
Miscellaneous	300,430	67,672
	<u>6,916,905</u>	<u>5,457,047</u>
Administration:		
Salaries	554,472	473,411
Office rent	41,446	37,891
Miscellaneous	82,338	69,767
	<u>678,256</u>	<u>581,069</u>
Other:		
Interest on advances from Canada	2,415,634	1,556,586
Depreciation	1,062,361	862,055
	<u>3,477,995</u>	<u>2,418,641</u>
	<u>11,073,156</u>	<u>8,456,757</u>
Net income before extraordinary items	80,601	1,193,861
Extraordinary items (Note 2)	509,680	—
Net loss (income)	<u>\$ 429,079</u>	<u>\$ (1,193,861)</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
Statement of Retained Earnings for the year ended March 31, 1971

Balance at beginning of year		\$ 1,731,840
Net loss for year		<u>429,079</u>
		1,302,761
Transfers to:		
Reserve for contingencies	\$ 168,889	
Equity represented by extension, expansion and improvements of capital assets financed from earnings	<u>344,129</u>	<u>513,018</u>
Balance at end of year		<u><u>\$ 789,743</u></u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Notes to the financial statements

1. The Commission administers loans, which amounted to \$216,554,430 as at March 31, 1971 made by Canada pursuant to agreements entered into under the Atlantic Provinces Power Development Act.
2. Included in the Statement of Income and Expense for the year ended March 31, 1971 are extraordinary items relating to the operations of prior years as follows:

Retroactive pay increases	\$ 218,529
Fuel consumption adjustments	112,300
Adjustment to income from sale of heat	68,447
Adjustment to income from sale of power	61,632
Major rehabilitation repairs	48,772
	<hr/>
	\$ 509,680
	<hr/>

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Notes relatives aux états financiers

1. La Commission administre des prêts qui s'élevaient à \$216,554,430 au 31 mars 1971 et consentis par le gouvernement canadien conformément aux accords conclus en vertu de la Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique.
2. L'état des recettes et des dépenses pour l'année terminée le 31 mars 1971 contient des postes extraordinaires relevant de l'exploitation des années précédentes comme suit.

Augmentations rétroactives des traitements	\$ 218,529
Ajustements à la consommation du combustible	112,300
Ajustement du revenu des ventes de chaleur	68,447
Ajustement du revenu des ventes de courant	61,632
Réparations majeures de rénovation	48,772
	<u>\$ 509,680</u>

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

État de l'excédent des recettes sur les dépenses pour l'année terminée le 31 mars 1971

Solde au début de l'année financière	\$ 1,731,840
Perte nette pour l'année	429,079
	<u>1,302,761</u>
Virements:	
Réserve pour imprévus	\$ 168,889
Avoir-propre équivalant au coût de l'extension, du développement et de l'amélioration des immobilisations et financé par les recettes	<u>344,129</u>
	<u>513,018</u>
Solde à la fin de l'année financière	<u>\$ 789,743</u>

Les notes ci-jointes sont une partie intégrante des états financiers.

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

État des recettes et des dépenses pour l'année terminée le 31 mars 1971
(Avec chiffres correspondants pour l'année terminée le 31 mars 1970)

1971	1970
Recettes	
Ventes de courant	\$ 6,555,352
Revenus provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation d'installations pour le Canada et autres	1,547,819
Ventes de chaleur	1,228,489
Services d'eau et d'égout	114,532
Intérêts	159,238
Divers	45,188
	9,650,618
Dépenses	
Frais d'exploitation et d'entretien:	
Traitements et salaires	2,685,029
Combustibles et lubrifiants	1,809,742
Centrales, y compris les améliorations	795,878
Matériaux et fournitures	566,875
Pension et logement des employés (coût net)	316,605
Voyages et transport	202,549
Dépenses de véhicules automobiles	91,096
Télégrammes, téléphone et affranchissements	46,686
Location de centrales, de lignes et de matériel	39,699
Outillage et matériel divers	32,233
Assurances	30,083
Divers	300,430
	6,916,905
Frais d'administration:	
Salaires	554,472
Location de bureaux	41,446
Divers	82,338
	678,256
Autre:	
Intérêt sur avances du gouvernement du Canada	2,415,634
Dépréciation	1,062,361
	3,477,995
	11,073,156
Bénéfice net avant postes extraordinaires	80,601
Postes extraordinaires (Note 2)	509,680
Perte nette (revenu)	\$ 429,079
	\$ (1,193,861)

Les notes ci-jointes sont une partie intégrante des états financiers.

PASSIF

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Bilan au 31 mars 1971

(avec chiffres correspondants au 31 mars 1970)

ACTIF

1971	1970
Disponibilités:	
Encaisse	\$ 2,113,431
Dettes actives	3,718,177
Stocks de fournitures d'entretien et d'exploitation, au prix coûtant	1,687,018
Total des disponibilités	7,518,626
Obligations gardées comme dépôts de garantie des consommateurs	112,700
Immobilisations (prix coûtant)	
Centrales électriques	38,227,919
Installations de transport et de distribution d'énergie	13,745,209
Logements du personnel, entrepôts et bâtiments divers	1,966,448
Matériel de communication, de transport et autre	1,254,503
Constructions en cours	5,643,836
Moins: Dépréciation accumulée	10,998,872
	49,839,043
Chauffage central, systèmes d'eau, d'égout et d'avertisseurs d'incendie	9,840,581
Total des immobilisations	59,679,624
	53,881,757
	8,300,679
	\$61,513,083

Les notes ci-jointes sont une partie intégrante de ces états financiers.



AUDITEUR GÉNÉRAL DU CANADA

Ottawa, le 1^{er} octobre 1971.

L'honorable Jean Chrétien,
Ministre des Affaires Indiennes
et du Nord canadien,
Ottawa.

Monsieur le Ministre,

J'ai examiné les comptes et les états financiers de la Commission d'énergie du Nord canadien pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1971.

J'ai de nouveau attiré l'attention de la Commission sur

les déficiences et l'état peu satisfaisant des méthodes de comptabilité et de règle interne qui influent sur l'exactitude des comptes. J'en

avais traité dans les paragraphes 131, 132 et 133 de mon rapport de 1970 à la Chambre des communes relativement aux dépenses encourues sans

l'autorisation requise, à la comptabilité et aux contrôles financiers

inadéquats et aux mesures inadéquates de perception des comptes recevables. En raison de l'état peu satisfaisant qui continue d'exister

dans les dossiers, il m'est impossible d'exprimer une opinion, comme le

veut l'article 77 de la Loi sur l'administration financière sur la validité des comptes comme des états financiers pour l'année terminée le 31 mars 1971. J'ai discuté longuement la question avec la Commission qui a maintenant pris

des mesures pour corriger cette situation qui laisse à désirer durant l'année

en cours.

Veuillez agréer, monsieur le Ministre, l'expression de ma

haute considération.

L'Auditeur général du Canada

W. M. M. M.

CENTRALES EN EXPLOITATION (Suite)

(1) Chaudières haute température - 35,000,000 BTU/h	
(2) Générateurs de vapeur - 31,000 liv. de vapeur par heure	
Usine de traitement de l'eau	
Opérés par la Commission pour le compte du gouvernement	
des Territoires du Nord-Ouest	
INUVIK, (T.N.-O)	
Centrale électrique	
(1) 8 groupes diesel	
(2) 1 turbine à vapeur	
Chaudière centrale - Générateurs de vapeur - 90,000 liv. de	
vapeur par heure	
Usine de traitement de l'eau - Système d'égouts	
MAYO (Yukon)	
Centrale électrique	
2 groupes hydro-électriques	
MOOSE FACTORY (Ont.)	
Centrale électrique	
(1) 6 groupes diesel	
(2) 2 turbines à vapeur	
Chaudière centrale - Générateurs de vapeur - 20,000 liv. de	
vapeur par heure	
Usine de traitement de l'eau - Usine de traitement des eaux vannes	
NORMAN WELLS (T.N.-O)	
Centrale électrique	
3 groupes diesel	
TALTSON RIVER (T.N.-O), Centrale électrique	
Centrale électrique de Taltson River	
1 groupe hydro-électrique	
Centrale électrique de Fort Résolution	
3 groupes diesel	
Centrale électrique de Fort Smith	
1 groupe diesel et une turbine à gaz	
Centrale électrique de Pine Point	
1 groupe diesel	
WHITEHORSE (Yukon), Centrale électrique	
Centrale électrique de Whitehorse	
(1) 3 groupes hydro-électrique	
(2) 3 groupes diesel	
Central électrique de Faro	
1 groupe diesel	
YELLOWKNIFE/SNARE RIVER (T.N.-O), Centrale électrique	
Centrale électrique de Snare Rapids	
1 groupe hydro-électrique	
Centrale électrique de Snare Falls	
1 groupe hydro-électrique	
Centrale électrique de Yellowknife	
2 groupes diesel	

CENTRALES EN EXPLOITATION

AKLAVIK (T.N.-O)	Centrale électrique	6 groupes diesel	Opérés par la Commission pour le compte du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest	750 kW
BAKER LAKE (T.N.-O)	Centrale électrique	5 groupes diesel		1,350 kW
CAMBRIDGE BAY (T.N.-O)	Centrale électrique	5 groupes diesel		1,200 kW
CHESTERFIELD INLET (T.N.-O)	Centrale électrique	3 groupes diesel		400 kW
COPPERMINE (T.N.-O)	Centrale électrique	3 groupes diesel		600 kW
DAWSON, (Yukon)	Centrale électrique	4 groupes diesel	Usine de traitement des eaux Opérés par la Commission pour le compte du gouvernement du Territoire du Yukon	1,200 kW
FIELD, (C.-B.)	Centrale électrique	4 groupes diesel		650 kW
FORT GOOD HOPE (T.N.-O)	Centrale électrique	3 groupes diesel		375 kW
FORT McPHERSON (T.N.-O)	Centrale électrique	4 groupes diesel	Chaufferie de l'auberge — Usine de traitement de l'eau — Système d'égouts Opérés par la Commission pour le compte du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest	750 kW
FORT SIMPSON (T.N.-O)	Centrale électrique	5 groupes diesel	Chaufferie centrale — Usine de traitement de l'eau — Système d'égouts Opérés par la Commission pour le compte du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest	1,450 kW
FROBISHER BAY (T.N.-O)	Centrale électrique	7 groupes diesel	Chaufferie centrale	9,500 kW

RÉSULTAT DES EXPLOITATIONS

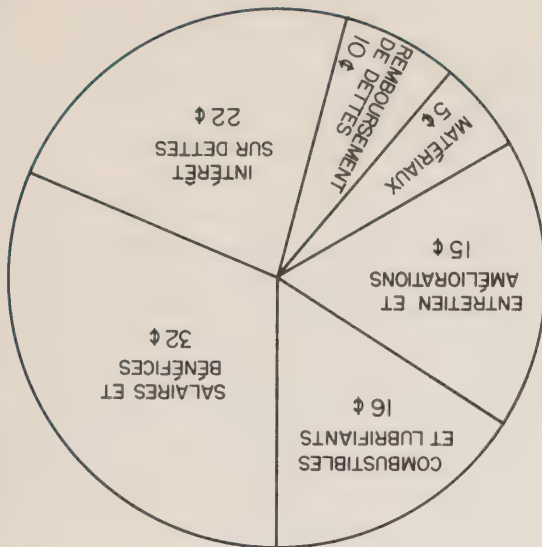
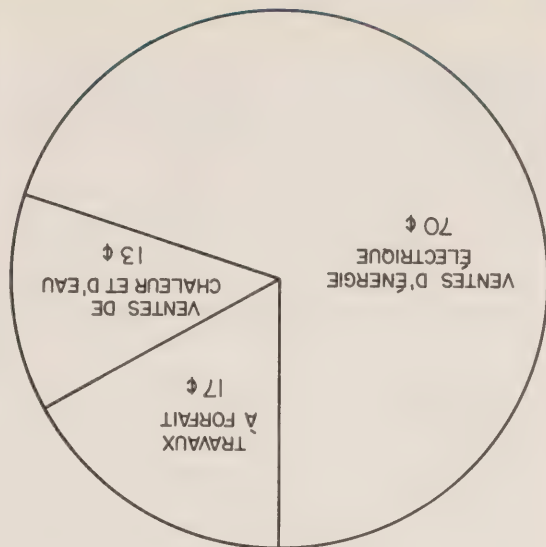
en millions de dollars
1970-1971
1969-1970

VENTES:		DÉPENSES:	
Énergie électrique	7.8	Salaires et bénéfices	3.5
Chaleur, services d'eau et d'égout	1.4	Combustible et lubrifiants	1.8
Travaux à forfait et divers	2.0	Intérêt sur la dette	2.4
Totaux	11.2	Entretien, améliorations et autres dépenses	1.7
		Remboursement de dettes	1.1
		Matériaux	.6
		Sous-totaux	11.1
		Bénéfice net avant les postes extraordinaires	1.2
		relevant de l'exploitation des années	
		précédentes.	
			1.2
			9.7

RÉPARTITION DU DOLLAR GAGNÉ

pour l'année terminée le 31 mars 1971

PROVENANCE DESTINATION



a débuté vers la fin de l'année. La centrale diesel de Fort Resolution ne servira donc à l'avenir qu'en cas d'urgence.

Fort Smith (T.N.-O.) — La capacité de réserve d'urgence a été accrue par suite de l'aménagement d'une unité à turbine au gaz de 1,500 kW qui a été démenagée de Frobisher Bay en 1969.

Fort Franklin (T.N.-O.), Fort Norman (T.N.-O.) et Tuktoyaktuk (T.N.-O.) — En plus de prendre à sa charge l'approvisionnement et la transmission d'énergie électrique, le 1^{er} avril 1971, à Fort Franklin, Fort Norman et Tuktoyaktuk, la Commission a organisé l'installation de groupes diesel de 150 kW dans les stations d'énergie existantes à Fort Franklin et Fort Norman pour porter la capacité de ces centrales à 350 kW chacune; ainsi que l'installation d'un groupe diesel de 150 kW dans la station d'énergie existante à Tuktoyaktuk, pour porter le rendement de la centrale à 450 kW.

Whitehorse et Faro (Yukon) — Le réseau hydro-électrique de Whitehorse a été renforcé au cours de l'année avec l'installation d'unités diesel de 5,100 kW à Whitehorse et à Faro pour accroître la capacité requise aux heures de pointe et pour fins de réserve.

Dawson (Yukon) — L'automatisation d'une unité diesel de 500 kW a été complétée et elle fonctionne maintenant 16 heures sans personnel sur place. Tel que mentionné dans son rapport au Ministre que l'on trouve à la page 9, l'Auditeur général n'a pas voulu exprimer d'opinion sur les comptes et les états financiers de la Commission pour l'année 1970-1971. La situation a été longuement discutée avec l'Auditeur général et des mesures ont été prises au cours de l'année en cours pour corriger cette situation.

Il y a eu plusieurs retraites et nominations au sein du personnel, au siège social et aux diverses centrales au cours de l'année. La Commission a organisé une solide équipe administrative qui travaille en étroite collaboration avec les surintendants de centrales. La Commission avait un personnel de 306 employés réguliers dans tout le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest, ainsi qu'à Field (C.B.) et à Moose Factory (Ont.); 5 à Edmonton, 2 au bureau régional de Whitehorse (Yukon) et 80 au siège social à Ottawa.

Un contrat collectif prévoyant des augmentations de salaires et autres avantages, a été signé en septembre 1970 entre l'Alliance de la Fonction publique du Canada et la Commission. L'accord touchait les employés sans responsabilités de personnel et de la catégorie d'exploitation dans les centrales. Le contrat a expiré le 30 septembre 1971.

En plus des majorations de salaires approuvées, la Commission a établi une échelle d'allocation nordiques pour ses employés au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. La Commission a également ajusté les salaires et autres bénéfices des employés qui ne sont pas inclus dans les négociations collectives.

La première Conférence des surintendants a eu lieu à Edmonton et on y a accompli beaucoup de progrès dans les domaines de l'exploitation et des communications. En plus de cette conférence générale, un séminaire sur les techniques de gestion a eu lieu au Centre de conférences du ministère des Affaires indiennes et du Nord Canadien à Jasper, Alberta. Les surintendants de centrales avaient fait des études individuelles à ce sujet au cours de l'hiver. Au nom de la Direction, je voudrais saisir cette occasion d'exprimer ma gratitude et mon appréciation pour l'excellent travail et la loyauté manifestée par tous les membres du personnel de la Commission dans tout le Canada.

La Commission prévoit un accroissement de ses activités, l'aménagement de plusieurs nouvelles centrales et l'expansion des facilités des centrales existantes au cours de l'année qui s'en vient ainsi que pendant plusieurs des années qui vont suivre.

H. Basil Robinson
Président

H. Basil Robinson



La Commission d'énergie du Nord canadien a connu une autre année d'expansion et de progrès au cours de 1970-1971.

La consommation d'énergie électrique a continué d'augmenter au même rythme qu'au cours des dernières années, ayant passé à 19.6 p. 100 en 1970-1971, et celle de la chaleur à 16.8 p. 100 au cours de la même période.

Un accord a été conclu avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest en vertu duquel les facilités existantes de production et de transport d'énergie à Fort Franklin, Fort Norman, Tuktoyaktuk, Territoires du Nord-Ouest, ont été confiées à la direction de la Commission à compter du 1^{er} avril 1971.

En novembre 1970, M. F.L. Mooney a été nommé à Whitehorse, Territoire du Yukon, en qualité de directeur général pour le Yukon. Il a pris la charge de toutes les activités de la Commission dans tout le territoire du Yukon. Une nomination semblable a été faite en juin 1971 alors que M. Andrew Jones a été nommé directeur régional pour toutes les activités des Territoires du Nord-Ouest, avec bureau régional situé à Yellowknife, (T.N.-O.).

Plusieurs nouvelles installations à force motrice diesel ont été terminées au cours de l'année 1970-1971 et ont augmenté la capacité de production de 29,900 kW. D'autres détails paraissent en pages 7 et 8 de ce rapport sous le titre "Centrales en exploitation".

Les principaux changements aux diverses centrales ont été:

Yellowknife/Shore River (T.N.-O.) — La nouvelle centrale diesel de réserve de 5,100 kW à Yellowknife a été terminée au début de 1970. En janvier 1971, la centrale hydraulique Bluefish de la mine Cominco a été endommagée par le feu et a cessé de fonctionner. Les ressources de réserve de la Commission ont été immédiatement mises en service pour le reste de l'année, en plus de deux autres unités diesels d'une capacité de 1,200 kW, et ont ainsi permis à la mine Cominco de poursuivre son exploitation. La centrale de secours continuera à fournir de l'énergie aux heures de pointe en 1971 pendant que l'on effectuera les réparations nécessaires à la centrale Bluefish. Une ligne de transmission de 34.5 kV a été complétée pour relier la centrale diesel de réserve aux facilités de 115 kW de la Commission. Trois nouvelles habitations ont été construites pour les employés à Yellowknife.

Pine Point (T.N.-O.) — La nouvelle centrale de secours de 5,100 kW de Pine Point a été terminée au cours de l'année afin de fournir une réserve d'énergie à la municipalité et la société Pine Point Mines Limited. Une nouvelle ligne de transport uniphase de 14 milles a été construite à partir de Pine Point pour desservir la région de Buffalo River (T.N.-O.)

Inuvik (T.N.-O.) — Une nouvelle centrale d'énergie et une usine diesel de 5,100 kW ont été complétées au cours de l'année pour accroître le rendement de la centrale à 10,200 kW. La construction d'un réservoir de combustible d'un million de gallons, qui avait débuté en 1969, a été terminée, et le service d'eau et d'égout a été prolongé de quelque 3,000 pieds pour le compte du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. En outre, une rangée de six habitations unifamiliales a été construite pour loger les employés.

Frobisher Bay (T.N.-O.) — Le rendement de la centrale d'énergie a été accru à 9,500 kW par suite de l'aménagement de deux groupes diesel de 500 kW et de 3,900 kW. Les services d'électricité, de chaleur, d'eau et d'égouts ont été fournis à un nouvel immeuble commercial, un centre de loisirs et une école d'orientation dans la municipalité.

Fort Resolution (T.N.-O.) — La construction d'une nouvelle ligne de transport d'énergie uniphase de 34.5 kV reliant Pine Point à Fort Resolution a été complétée et la transmission

MEMBRES ET AGENTS DE
LA COMMISSION

— Président	H. Basil Robinson
— Membre	John F. Parkinson
— Membre	A. Digby Hunt
— Directeur général	*John M. Lowe
— Secrétaire	Chester F. Prevey
— Conseiller	Thomas M. Patterson
— Conseiller	Edward W. Humphrys
— Directeur général	*Joseph Long
adjoimt, services techniques	
— Directeur général	*George Olson
adjoimt, exploitation	
— Directeur général	*Chester F. Prevey
adjoimt, finances et administration	
— Trésorier	Thomas A. Scott
— Ingénieur en chef	John H. Reynolds
— Directeur des opérations	Bruce G. Christie
— Directeur du personnel	Arthur H. Todd
— Comptable de la Commission	Douglas B. Morphy

*Membres du Comité exécutif

SPHÈRES D'ACTIVITÉ DE LA COMMISSION ET RÉGIONS DESSERVIES
(voir la carte à l'intérieur du plat supérieur)

Electricité

Production ou transport (ou les deux à la fois) d'énergie électrique aux emplacements suivants: Inuvik, Frobisher Bay, Yellowknife, Snare Rapids, Rae, Taltson, Pine Point, Fort Smith, Fort Simpson, Baker Lake, Coppermine, Cambridge Bay, Fort Resolution, Fort McPherson, Chesterfield Inlet, Fort Good Hope, Norman Wells et Aklavik, dans les Territoires du Nord-Ouest; Whitehorse, Faro, Mayo et Dawson City, au Yukon; Field, en Colombie-Britannique et Moose Factory, en Ontario.

Chauffage central

Production et distribution de chaleur à Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, Territoires du Nord-Ouest, et Moose Factory, en Ontario.

Eau et égouts

Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, Coppermine, Territoires du Nord-Ouest; Moose Factory, Ontario et Dawson City, au Yukon.

Travaux à forfait

L'aménagement de services d'utilité publique, de même que la réparation et l'entretien d'installations électriques sont exécutés pour les ministères fédéraux et autres organismes selon une formule permettant le recouvrement des frais.

Le 6 octobre 1971

L'honorable Jean Chrétien, C.P., député,
Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien,
OTTAWA, Canada.

Monsieur le Ministre,

Conformément à l'article 24 de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (chap. 42, 4-5, Elisabeth II), j'ai l'honneur de vous présenter le rapport de la Commission d'énergie du Nord canadien pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1971.

Respectueusement soumis,

Le président de la Commission

H.B. Robinson

Fonctions et pouvoirs de la Commission

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne qui s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique de caractère commercial. Elle a été créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (chap. 42, 4-5, Elisabeth II) et est autorisée à déterminer les besoins d'installations d'utilité publique et à aménager et à exploiter de telles installations dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et même ailleurs au Canada sous réserve de l'approbation du Gouverneur général en conseil.

La Loi exige que chacune des entreprises exploitées par la Commission fasse ses frais; par conséquent, le tarif des services publics qu'elle fournit doit être établi en vue de rapporter un revenu permettant d'acquitter l'intérêt sur le capital immobilisé, de rembourser le capital d'immobilisation au cours d'un certain nombre d'années, de couvrir les frais d'exploitation et d'entretien et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

TABLE DES MATIÈRES

Lettre de transmission 2

Fonctions et pouvoirs de la Commission 2

Membres et agents de la Commission 3

Sphères d'activité de la Commission
et régions desservies 3

Avant-propos du Président 4

Résultat des exploitations 6

Centrales en exploitation 7

Etats financiers

Bilan 10

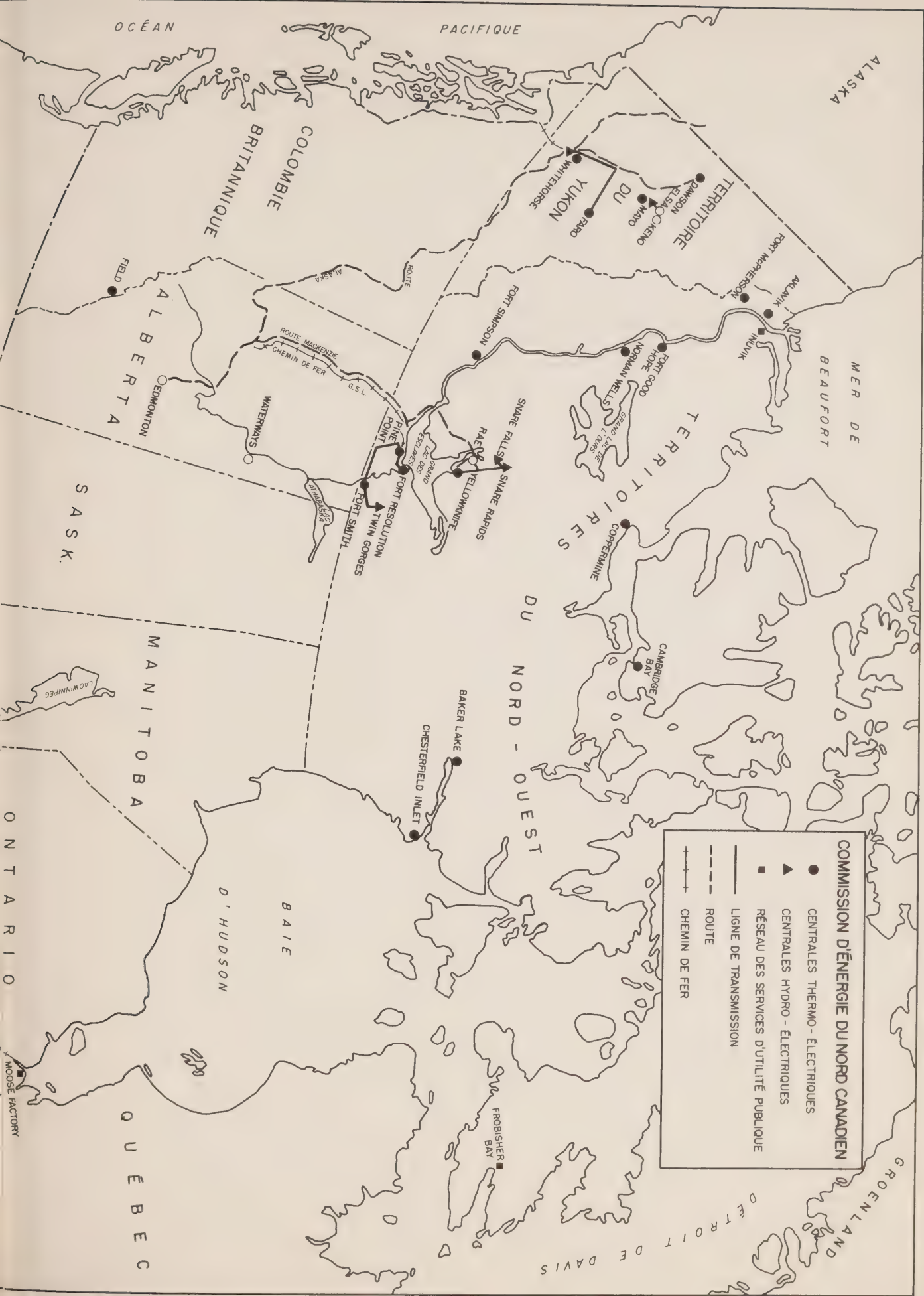
Revenu excédentaire 12

Notes relatives aux états financiers 14

EN PAGE COUVERTURE:

Son Altesse Royale, le duc d'Edinbourg, a officié au départ de la Course en canoë Sir Alexander Mac-Kenzie le 9 juillet 1970, à Fort Providence. La course de 1,100 milles s'est terminée à Inuvik le 27 juillet 1970. L'équipe de Fort McPherson a remporté le plus grand nombre de points.

La Commission d'énergie du Nord canadien était heureuse de parrainer cet important événement pour marquer l'année du Centenaire des Territoires du Nord-Ouest et de décerner \$10,000 de prix en argent.





23^e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1971



COMMISSION D'ÉNERGIE
DU NORD CANADIEN



24TH ANNUAL REVIEW
Year ended 31 March 1972



NORTHERN CANADA



POWER COMMISSION



NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

- THERMAL PLANT
- ▲ HYDRO PLANT
- UTILITY PLANT
- TRANSMISSION LINE
- - - HIGHWAY
- + + + RAILWAY





N9
-1A5

NPC 10-1-1

20 December 1972

The Librarian,
University of Toronto Library,
Acquisitions Dept., Order Section,
Toronto 5, Ontario

A copy of our 24th Annual Review for the fiscal year ended March 31, 1972 was mailed to you approximately 24 November 1972.

We would appreciate it if you would make four amendments in this Review and gummed labels are hereby provided for this purpose.

Un exemplaire de notre 24^e Revue annuelle pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1972 vous a été adressé par la poste aux environs du 24 novembre 1972.

Nous vous saurions gré de faire quatre modifications à cette Revue. Ci-inclus des étiquettes gommées à cette fin.

ERRATA - English Version

	<u>SHOULD READ</u>	<u>(Now Reads Incorrectly)</u>
Page 9 - Main Heading at Top of Page	- OPERATING STATISTICS	STATICS
Page 9 - Under "NET PEAK LOAD"	- (kw in thousands)	(kw in millions)

ERRATA - En français

	<u>DEVRAIT ÊTRE</u>	<u>(Tel que publié par erreur)</u>
Page 9 - Sous "PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE"	- (en millions de kW/h)	(en milliers de kW/h)
Page 9 - Sous "Charge de pointe nette"	- (en milliers de kW)	(en millions de kW)

Yours truly,

Bien à vous,

G. Olson

G. Olson
Manager, Special Projects

CONTENTS

Business of the Commission	2
Areas Served	2
Commission Members, Executive Committee and Senior Staff	3
Review for 1971-72	4
Planning for the Future	7
Atlantic Provinces Power Development	7
The Commission's Revenue Dollar	8
Statistical Survey — 10 Year Period	9
The Auditor General's Letter	11
Financial Statements	12

COVER:

Northern Canada Power Commission scores a first with its 80 mile pole transmission line from Inuvik to Tuktoyaktuk, N.W.T. This is the first major transmission line North of the Arctic Circle. It was completed early in 1972. Photo taken during Construction of Tuktoyaktuk Line.

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act, Chapter 42, 4-5 Elizabeth II.

The Commission is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants and distribution systems, and operate public utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

It is a requirement of the Authorizing Act that projects undertaken by the Commission shall be self-sustaining. Consequently rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest on investment, repayment of principal over a period of years corresponding to the estimated economic life of the related projects, operating, maintenance and administrative expenses, and a contingency reserve sufficient to meet unforeseen or emergency expenditures.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

AREAS SERVED

Electric Power Service

Generation and/or Transmission and distribution of electricity at Inuvik, Frobisher Bay, Yellowknife, Snare Rapids, Rae, Edzo, Yellowknife Detah Village, Taltson, Pine Point, Fort Smith, Salt River, Fort Simpson, Baker Lake, Coppermine, Cambridge Bay, Fort Resolution, Fort McPherson, Chesterfield Inlet, Fort Good Hope, Norman Wells, Aklavik, Tuktoyaktuk, Fort Franklin, Fort Norman, Rankin Inlet, Pelly Bay, Cape Dorset, Eskimo Point, Whale Cove, Holman, Spence Bay, Gjoa Haven, N.W.T.; Whitehorse, Faro, Mayo and Dawson City, Y.T.; Field, B.C. and Moose Factory, Ontario.

Central Heating

Generation and distribution of heat at Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, N.W.T. and Moose Factory, Ontario.

Water and Sewerage Services

Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, N.W.T.; Moose Factory, Ontario; and Dawson City, Y.T.

Contract Work

The Commission operated the electric power plant at Aklavik and the heating and water plants at Fort Simpson and Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories and the water and sewerage services at Dawson for the Yukon Territorial Government. In addition, the Commission provided electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for Government Departments and others, on a cost recoverable basis.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
Head Office: 251 Bank Street, Ottawa, Canada

**MEMBERS OF THE COMMISSION,
EXECUTIVE COMMITTEE
AND SENIOR STAFF**

Members of the Commission

H. Basil Robinson	— Chairman
Joseph F. Parkinson	— Member
A. Digby Hunt	— Member

Members of the Executive Committee

J.M. Lowe	— General Manager
A. Watkiss	— Comptroller
G. Olson	— Assistant General Manager, Operations
J. Long	— Assistant General Manager, Technical Services
C.F. Prevey	— Secretary

Senior Staff

Head Office

T.A. Stott	— Treasurer
J.H. Reynolds	— Chief Engineer
B.G. Christie	— Chief of Operations
A.H. Todd	— Chief of Personnel
P.S. Boyle	— Chief Accountant

Regional Offices

F.L. Mooney	— Regional Manager, Yukon Territory
A.O. Jones	— Regional Manager, Northwest Territories

REVIEW OF 1971-72

The year under review was one of steady growth highlighted by the successful completion of several important undertakings relative to improved service and customer relations.

To improve internal communication, customer service, technical expertise and liaison Mr. Andrew Jones was appointed Regional Manager of the N.W.T. in June of 1971. Mr. Jones and regional staff are stationed at Yellowknife, N.W.T. The Regional Office for the Yukon Territory was opened at Whitehorse in November 1970 with Mr. F.L. Mooney in charge as Regional Manager.

The establishment of the N.W.T. Regional Office facilitated the acceptance by the Commission of responsibility for the generation and distribution of electrical power in 11 widely separated communities. On April 1, 1971, the power systems in Tuktoyaktuk, Fort Norman, and Fort Franklin were acquired, followed by Rankin Inlet on August 17, 1971, by Eskimo Point and Whale Cove in mid-December 1971, and by Cape Dorset on January 16, 1972. Gjoa Haven, Spence Bay, Pelly Bay, and Holman were acquired in early February of 1972.

Responsibility for smaller satellite plants in their general area has been delegated to main or parent plants by our N.W.T. Regional Office. Annual mechanical, electrical and line maintenance at the smaller settlements is carried out by teams of tradesmen from larger plants under the direction of the Regional Manager's technical staff from Yellowknife. Supervision of day to day operation and maintenance as well as emergency maintenance is carried out by personnel from the designated parent plant.

During 1971-72 the Commission added 3000 KW of diesel-electric generating equipment ranging from 150 to 800 kilowatt. Six of these units were installed in three communities located some 200 miles north of the Arctic Circle where resupply is by specially reinforced ocean going ships calling once a year. A number of units were transferred between plants to improve service.

One of the most challenging construction projects carried out during the winter of 1971-72 was the building of a 69,000 volt, 3 phase, 80 mile wood pole transmission line from Inuvik to Tuktoyaktuk, N.W.T. It is believed to be the only transmission line of this type north of the Arctic Circle in the Western World. Construction was carried out in mid-winter in the extremely adverse conditions of the area, with temperatures falling as low as -50 deg.F, high winds and only a few hours of daylight each day. When the terminal facilities are completed in the summer of 1972, the diesel-electric equipment at Tuktoyaktuk will be used for standby.

A test program was also started to determine the feasibility of building a transmission line from Inuvik to Aklavik, N.W.T. This line presents considerably different challenges to the Tuktoyaktuk line in that four major river crossings are



Tuktoyaktuk, N.W.T. Transmission Line constructed 1971-72.



New unit being installed at Inuvik, N.W.T.



Pangnirtung, N.W.T. — Winter view of harbour.

required. During 1971 a test crossing near Inuvik proved successful and additional tests will be carried out during 1972.

Engineering design and purchase of equipment were completed for a 90 million BTU per hour hot water generator in the new Inuvik powerhouse for the central heating system. This installation will double the existing capacity and can be operated in parallel with, or separately from, the existing system. It was designed to provide 100% standby for Inuvik in the event the entire existing system becomes inoperative. Operation can be carried out either locally or remotely from the existing plant.

Employee housing was erected at Cambridge Bay and Rankin Inlet. Generating station buildings were constructed at five communities in the Northwest Territories.

Mr. T.M. Patterson, formerly a Member of the Commission, who has acted in the capacity of Special Adviser for the past three years announced his retirement from active association with the Commission on December 31, 1971.

Of the operational employees located in the northern plants, 66% are considered residents of the North, with 27% being original northern peoples. The latter are represented at all levels within the Commission including the managerial and first-line supervisory category.

During the past year, the Commission introduced to those employees owning their own homes in the Northwest Territories and Yukon Territory a policy covering the supply of heat, electrical energy and other utilities at the same rate as government subsidized housing, to encourage settlement and to equalize benefits. A system of food loans was also introduced to assist employees in bulk purchase of food and household necessities at reduced cost for these isolated stations.

A number of employees in the operational category proceeded on technical training in co-operation with other government agencies. There were also commitments made to apprenticeship of young employees. An operational classification system was devised to encourage progress and to enrich the tasks to be carried out. It is anticipated that this system will attract and develop high calibre employees who are already residents of the North and who are graduates of the improved educational system for the area in which the Commission operates. The scheme should be of benefit both to the employees and to the Commission.

The Commission experienced a steady growth during the year with a modest but satisfactory net income. This is reflected in the Statement of Income and Expense for the year 1971/72, with comparative figures for 1970/71 on page 13.

Total income for the year 1971/72 amounted to \$12,416,000 an increase of \$1,303,000 or 12% over the prior year.



N.C.P.C. home at Coppermine, N.W.T.



Local drag-strip — Frobisher Bay, N.W.T.



Local repair pit area — Frobisher Bay, N.W.T.

The greater part of this increase related to sale of electricity, which at \$9,014,000 amounted to \$1,199,000 or 15% more than last year. Of this increase, normal load growth accounted for \$737,000 with the largest dollar increases at Frobisher Bay, Yellowknife, Fort Smith, Inuvik and Cambridge Bay. The remaining increase of \$462,000 related to eleven plants in the Northwest Territories taken over by the Commission during 1971/72.

Gross generation of electrical energy during the year totalled 483 million KWH. Peak loads totalled 83,000 KW which represents 64% of the total installed thermal and hydro capacity of 129,000 KW. At year end hydro capacity stood at 57,000 KW and thermal (diesel, gas and steam) at 72,000 KW.

Income from sales of heat amounted to \$1,585,000. This was \$312,000 more than last year, with most of the increase attributable to Frobisher Bay supply to new housing, school and commercial premises.

Income from construction, maintenance and operation of facilities, amounting to \$1,482,000, decreased by \$209,000 from last year, primarily because of non-recurring construction work.

Plant operation expense of \$6,869,000 was \$7,000 less than the prior year. This change is a combination of three factors — increased costs related to increases in salaries and other items of expense, increased costs resulting from system load growth together with the cost of operating the eleven plants taken over, and by cost reductions arising from increased productivity resulting from labour utilization and technological improvements.

Administration expense of \$1,009,000 includes the cost of central offices at Edmonton and Ottawa, as well as regional offices set up this last year in Whitehorse and Yellowknife. The increased costs related in part to normal economic increases, together with additional costs necessary to deal with the growth of the system and to improve the administration.

Capital assets at cost of \$69,176,000 increased by \$8,338,000 from 1971; approximately \$7.5 million related to power plants, \$2 million to transmission and distribution systems, and \$500,000 to buildings; projects under construction decreased by \$1,770,000. Of the total increase, some \$2,800,000 was the value of assets at plants taken over in the Northwest Territories.

Commission policy is to provide a reserve for contingencies amounting to 6% of the cost of capital assets. The reserve amounted to \$3,006,000 at March 31, 1972 after transfer of \$499,000 from retained earnings during the year. As earnings permit, further transfers will take place to meet this policy.



Linemen working at Spence Bay, N.W.T.



**Mr. & Mrs. Joe — Aklavik, N.W.T.
Mr. Joe is Plant Superintendent.**



**Eskimos carving Soap Stone —
Frobisher Bay, N.W.T.**

PLANNING FOR THE FUTURE

The energy needs of the Northwest Territories and the Yukon Territory will continue to grow at an accelerated pace along with public awareness of the consequences of environmental pollution. The Commission will continue its efforts to build and operate the facilities required in a manner that will not harm, but rather enhance the environment.

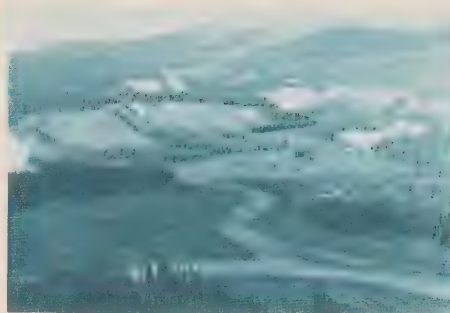
Long range planning included investigations into possible hydro power sites in both the Yukon and the Northwest Territories to supplement existing power facilities. In the Yukon, these investigations have reached the stage where an application has been made for a licence to develop hydro power facilities on the Aishihik River. The proposed power development would be connected by transmission line to the existing Whitehorse-Faro transmission system. When completed, this development would generate an additional thirty megawatts. It is hoped the first phase will be completed by 1974. Hydro power developments such as the Aishihik River Project are admirably suited to meeting the electrical energy needs of an expanding economy, while maintaining a clean environment.

Investigations and planning will continue along with reviews of existing operations to ensure optimum service.

Plans have been made to take over 18 additional plants presently operated by the Government of the Northwest Territories in 1972 and 1973.

ATLANTIC PROVINCES POWER DEVELOPMENT ACT

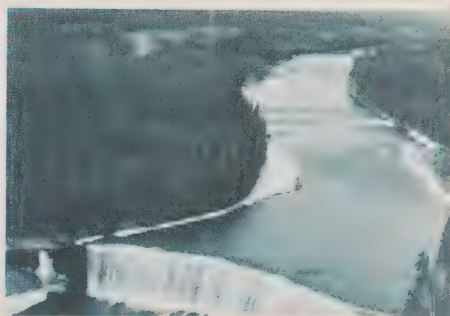
Under the Atlantic Provinces Power Development Act, the Commission administers loans made by the Government of Canada to the Governments of the Atlantic Provinces. During the year, advances totalling \$5,000,000 were provided for the financing of power projects authorized prior to April 1, 1971, and amortization payments totalling \$15,585,000 were paid to Canada by the Provincial Power Commissions concerned to cover debt retirement instalments due March 31, 1972 in relation to power projects completed to that date. The balance of advances remaining outstanding as at March 31, 1972 was \$219,858,000.



West and East Aishihik River, Confluence, Y.T.



Outlet of Canyon Lake at Otter Falls, Y.T.

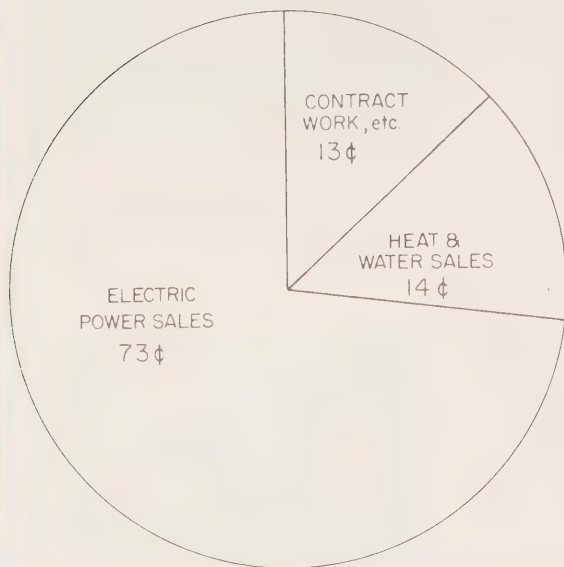


Kakisa Falls, N.W.T.

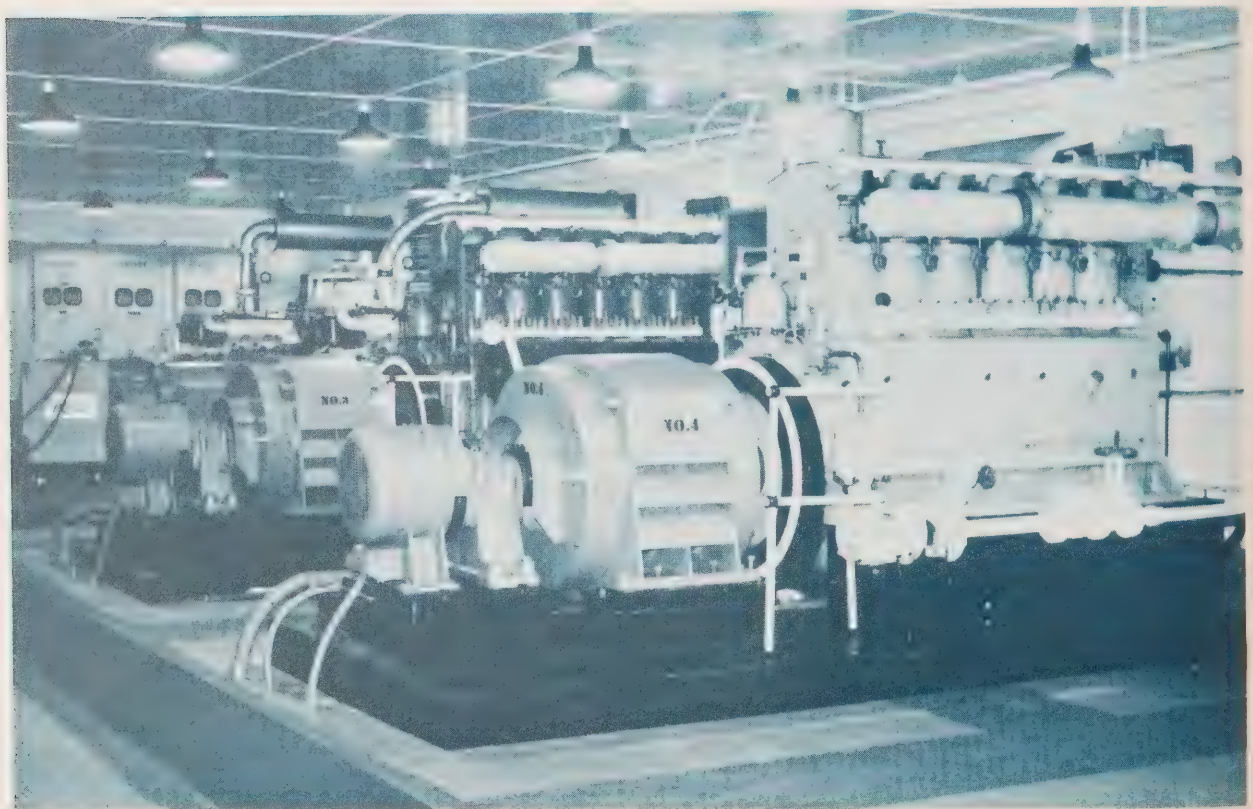
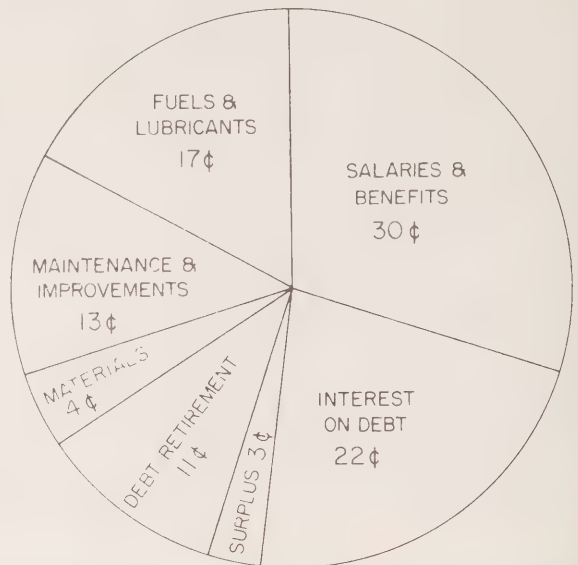
THE COMMISSION'S REVENUE DOLLAR

for the year ending 31 March 1972

WHERE THE REVENUE CAME FROM



HOW THE REVENUE WAS USED



Baker Lake Generating Plant, N.W.T.

OPERATING STATICS

Year Ended 31 March	1972	1971	1970	1969	1968	1967	1966	1965	1964	1963
GENERAL DATA										
No. of Operations	35	24	21	19	16	15	13	12	11	11
No. of Employees	315	306	290	273	271	256	250	245	203	182
POWER GENERATION (kwh in millions)										
Hydro	405	380	333	279	247	227	183	161	153	144
Thermal	78	69	50	41	34	29	30	32	25	24
Purchased	—	—	—	—	2	5	—	—	—	—
TOTAL (kwh in millions)	483	449	383	320	283	261	213	193	178	168
NET PEAK LOAD (kw in thousands)	83	79	71	60	55	51	50	36	33	33
HEAT AND WATER										
Heat Sales (BTUs in billions)	469	403	348	338	356	346	284	286	164	144
Water Sales (Gals. in millions)	226	200	195	190	179	191	166	135	56	—
FINANCIAL (millions of \$s)										
Gross Revenue	12.4	11.1	9.7	7.5	6.6	6.0	5.3	5.0	4.2	3.9
Expense	7.9	8.0	6.0	4.8	4.4	4.0	3.4	3.2	2.5	2.4
Debt Retirement	1.3	1.1	.9	.9	.7	.7	.6	.5	.5	.5
Interest	2.8	2.4	1.6	1.4	1.4	1.3	.7	.8	.8	.8
NET INCOME (LOSS)	.4	(.4)	1.2	.4	.1	—	.6	.5	.4	.2



Pangnirtung, N.W.T.



Lake Harbour, N.W.T.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

Ottawa, June 23, 1972.

The Honourable Jean Chrétien,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development,
Ottawa.

Sir,

I have examined the accounts and financial statements of Northern Canada Power Commission for the year ended March 31, 1972. My examination included a general review of the accounting procedures and such tests of accounting records and other supporting evidence as I considered necessary in the circumstances.

In compliance with the requirements of section 77 of the Financial Administration Act, I report that, in my opinion:

- (a) proper books of account have been kept by the Commission;
- (b) the financial statements of the Commission
 - (i) were prepared on a basis consistent with that of the preceding year and are in agreement with the books of account,
 - (ii) in the case of the balance sheet, give a true and fair view of the state of the Commission's affairs as at the end of the financial year, and
 - (iii) in the case of the statement of income and expense, give a true and fair view of the income and expense of the Commission for the financial year; and
- (c) the transactions of the Commission that have come under my notice have been within the powers of the Commission under the Financial Administration Act and any other Act applicable to the Commission.

Yours faithfully,

Auditor General of Canada.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
(Established by the Northern Canada Power Commission Act)
Balance Sheet as at March 31, 1972
(with comparative figures as at March 31, 1971)

<u>Assets</u>		<u>Liabilities</u>	
	1972	1971	1972
Current assets:			
Cash	\$ -	\$ 723,135	\$ 2,114,580
Accounts receivable - securities sold but not delivered	1,390,200	-	18,000
- trade	4,267,902	4,538,237	1,571,960
Inventories of maintenance and operating supplies, at cost	1,955,389	1,712,154	131,932
Total current assets	7,613,491	6,973,526	3,836,472
Bonds held as consumers' security deposits	112,700	112,700	127,206
Capital assets, at cost:			
Power plants	45,776,623	38,227,919	52,731,966
Transmission and distribution facilities	15,723,357	13,745,209	
Staff dwellings, warehouses and miscellaneous buildings	2,485,690	1,966,448	
Communication, transportation and other equipment	1,319,889	1,254,503	10,438,175
Projects under construction	3,870,764	5,643,836	1,777,497
	69,176,323	60,837,915	
Less: Accumulated depreciation	12,297,518	10,998,872	2,888,065
Central heating, water and sewerage and fire alarm systems	56,878,805	49,839,043	3,005,880
Total capital assets	10,438,175	9,840,581	237,910
	67,316,980	59,679,624	71,079,493
	\$ 75,043,171	\$ 66,765,850	\$ 75,043,171
			\$ 66,765,850

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Certified correct:

A. Liathin
Comptroller

Approved:

A. Robinson
Chairman
J. Parkinson
Member

I have examined the above Balance Sheet and the related Statement of Income and Expense and have reported thereon under date of June 23, 1972 to the Minister of Indian Affairs and Northern Development.

A. Mc...
Auditor General of Canada

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Statement of Income and Expense for the year ended March 31, 1972 (with comparative figures for the year ended March 31, 1971)

	<u>1972</u>	<u>1971</u>
Income:		
Sale of power	\$ 9,014,167	\$ 7,815,086
Income arising from construction, maintenance and operation of facilities for Canada and others	1,482,102	1,691,213
Sale of heat	1,585,480	1,273,181
Water and sewerage services	147,622	128,068
Interest	93,035	155,736
Miscellaneous	93,824	49,413
	<u>12,416,230</u>	<u>11,112,697</u>
Expense:		
Operation and maintenance:		
Salaries and wages	2,631,247	2,685,029
Fuel and lubricants	2,066,576	1,809,742
Plant, including improvements	736,105	795,878
Materials and supplies	507,618	566,875
Employees' board and accommodation (net)	238,941	275,545
Travel and removal	211,141	202,549
Motor vehicles expense	90,831	91,096
Plant, line and equipment rentals	60,306	39,699
Telegrams, telephone and postage	49,273	46,686
Insurance	33,460	30,083
Tools and miscellaneous equipment	23,854	32,233
Miscellaneous	219,777	300,430
	<u>6,869,129</u>	<u>6,875,845</u>
Administration:		
Salaries	1,253,750	820,760
Office rent	116,473	70,557
General office expense	195,434	151,239
	<u>1,565,657</u>	<u>1,042,556</u>
Less: Amounts charged to capital and recoverable projects	556,291	364,300
	<u>1,009,366</u>	<u>678,256</u>
Other:		
Interest on advances from Canada	2,833,924	2,415,634
Depreciation	1,322,857	1,062,361
	<u>4,156,781</u>	<u>3,477,995</u>
	<u>12,035,276</u>	<u>11,032,096</u>
Net income before extraordinary items	380,954	80,601
Extraordinary items	-	509,680
Net income (loss)	<u>\$ 380,954</u>	<u>\$ (429,079)</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
Statement of Retained Earnings for the year ended March 31, 1972
(with comparative figures for the year ended March 31, 1971)

	<u>1972</u>	<u>1971</u>
Balance at beginning of year	\$ 789,743	\$ 1,731,840
Net income (loss)	<u>380,954</u>	<u>(429,079)</u>
	<u>1,170,697</u>	<u>1,302,761</u>
Transfers to:		
Reserve for contingencies	498,719	168,889
Equity represented by extension, expansion and improvements of capital assets financed from earnings	<u>434,068</u>	<u>344,129</u>
	<u>932,787</u>	<u>513,018</u>
Balance at end of year	<u>\$ 237,910</u>	<u>\$ 789,743</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Notes to Financial Statements

1. The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest-bearing advances from Canada. Repayments of principal and interest are made annually and are extended over the economic life of the related asset which may vary from ten to forty years. During 1972-73 the Commission will pay the sum of \$1,222,000 in respect of the principal of such loans.
2. The Commission administers loans, which amounted to \$219,857,763 as at March 31, 1972, made by Canada pursuant to agreements entered into under the Atlantic Provinces Power Development Act.
3. Included in expense for 1971-72 is remuneration of \$109,504 paid to the Commission's five officers. No remuneration was paid to the Commission's three members.

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Excédent de revenu pour l'année se terminant le 31 mars 1972
(avec chiffres correspondants pour l'année terminée le 31 mars 1971)

1971	1972
\$1,731,840	\$ 789,743
Revenu net (perte)	380,954
1,302,761	1,170,697
Transferts:	
Réserve pour imprévus	498,719
Avoir-propre équivalent	
au coût de l'extension, de	
l'expansion et de l'amélior-	
ation des immobilisations et	434,068
financées par les gains	
344,129	
513,018	932,787
\$ 789,743	\$ 237,910
Solde à la fin de l'année	

Les notes ci-jointes font intégralement partie des états financiers.

Notes au sujet des états financiers

1. La Commission reçoit des fonds d'immobilisations sous forme d'avances du Canada, portant intérêt. Le remboursement du capital et des intérêts se fait annuellement et est réparti sur la durée économique prévue d'une immobilisation, période qui peut durer de 10 à 40 ans. Au cours de l'exercice 1972-1973, la Commission versera la somme de \$1,222,000 sur le capital de ces prêts.
2. La Commission administre des prêts, qui s'élevaient à \$219,857,763 au 31 mars 1972, consentis par le gouvernement canadien conformément aux accords intervenus en vertu de la Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique.
3. Les dépenses pour l'exercice 1971-1972 comprenaient des traitements de \$109,504 versés aux cinq têtes dirigeantes de la Commission. Les trois membres de la Commission ne reçoivent aucune rémunération.

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

État des recettes et des dépenses pour l'année terminée le 31 mars 1972 (avec chiffres correspondants pour l'année terminée le 31 mars 1971)

1971	1972
\$ 7,815,086	\$ 9,014,167
Recettes:	
Ventes de courant	
Revenus provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation, d'installations pour le compte du gouvernement du Canada et d'autres organismes	
Ventes de chaleur	1,482,102
Services d'eau et d'égout	1,585,480
Intérêts	147,622
Divers	93,035
	93,824
11,112,697	12,416,230
Dépenses:	
Frais d'exploitation et d'entretien:	
Traitements et salaires	2,631,247
Combustibles et lubrifiants	2,066,576
Centrales, y compris les améliorations	736,105
Matériaux et fournitures	507,618
Pension et logement des employés (coût net)	238,941
Voyages et transport	211,141
Dépenses relatives aux véhicules automobiles	90,831
Location de centrales, de lignes et de matériel	60,306
Télégrammes, téléphone et affranchissements	49,273
Assurances	33,460
Outils et matériel divers	23,854
Divers	219,777
6,869,129	6,869,129
Frais d'administration:	
Salaires	1,253,750
Location de locaux	116,473
Frais divers de bureau	195,434
1,565,657	1,565,657
Moins: Les sommes portées au compte des immobilisations et les projets recouvrables	556,291
364,300	1,009,366
678,256	2,833,924
2,415,634	1,322,857
1,062,361	4,156,781
3,477,995	12,035,276
11,032,096	380,954
80,601	-
509,680	380,954
\$ (429,079)	\$ 380,954
Revenu net (perte)	
Bénéfice net avant postes extraordinaires	
Postes extraordinaires	

Bilan au 31 mars 1972

(avec chiffres correspondants au 31 mars 1971)

Les notes ci-jointes sont une partie intégrante de ces états financiers.

J'ai examiné le présent bilan ainsi que l'état des recettes et des dépenses qui s'y attachent et j'en ai fait rapport au Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien le 23 juin 1972.

L'auditeur général du Canada

Member de la Commission

Approuvé
Président

Certifié exact:
Contrôleurs

Contrôle

.....

Approuvé
Président

Leimon

Member de la Commission

make a



AUDITOR GENERAL OF CANADA

Ottawa, le 23 juin 1972

L'honorable Jean Chrétien,
Ministre des Affaires Indiennes
et du Nord canadien,
Ottawa.

Monsieur le Ministre,

J'ai examiné les comptes et les états financiers de la Commission d'énergie du Nord canadien, pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1972. J'ai également passé en revue les méthodes comptables et fait procéder à toute vérification des écritures et des documents à l'appui qui me semblait être dictée par les circonstances.

En conformité de l'article 77 de la Loi sur l'administration financière, je déclare que, à mon avis:

- a) la Commission a tenu des livres de comptabilité appropriés;
- b) les états financiers de la Commission
- (1) ont été préparés sur une base compatible avec celle de l'année précédente et sont en accord avec les livres de comptabilité,
- (11) dans le cas du bilan, donnent un aperçu juste et fidèle de l'état des affaires de la Commission à la fin de l'année financière, et
- (111) dans le cas du relevé des revenus et des dépenses, donnent un aperçu juste et fidèle du revenu et des dépenses de la Commission pour l'année financière; et,

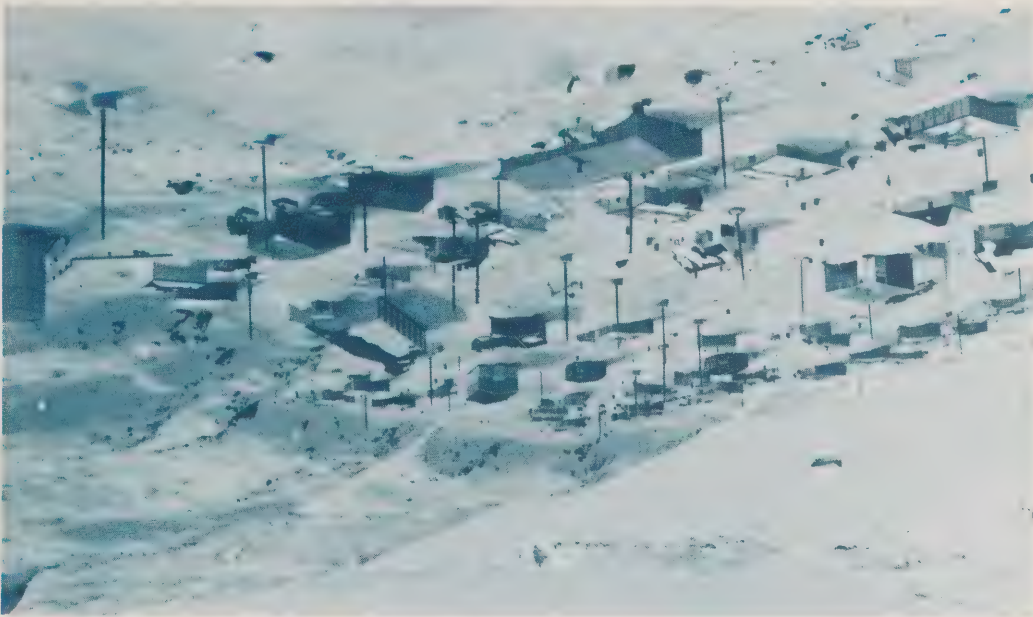
(c) les opérations de la Commission venues à ma connaissance

étaient de la compétence de la Commission aux termes de la présente loi et de toute autre loi y applicable.

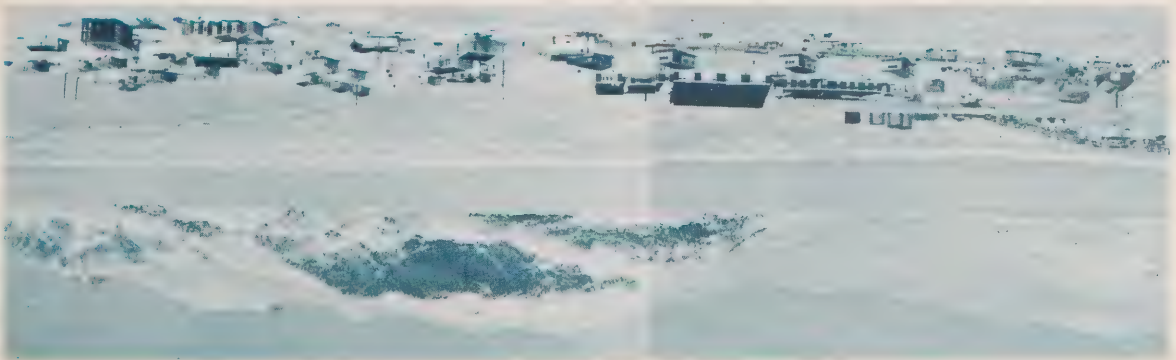
Veillez agréer, monsieur le Ministre, l'expression de ma haute considération.

L'auditeur général du Canada

Lake Harbour (T.N.-O.).



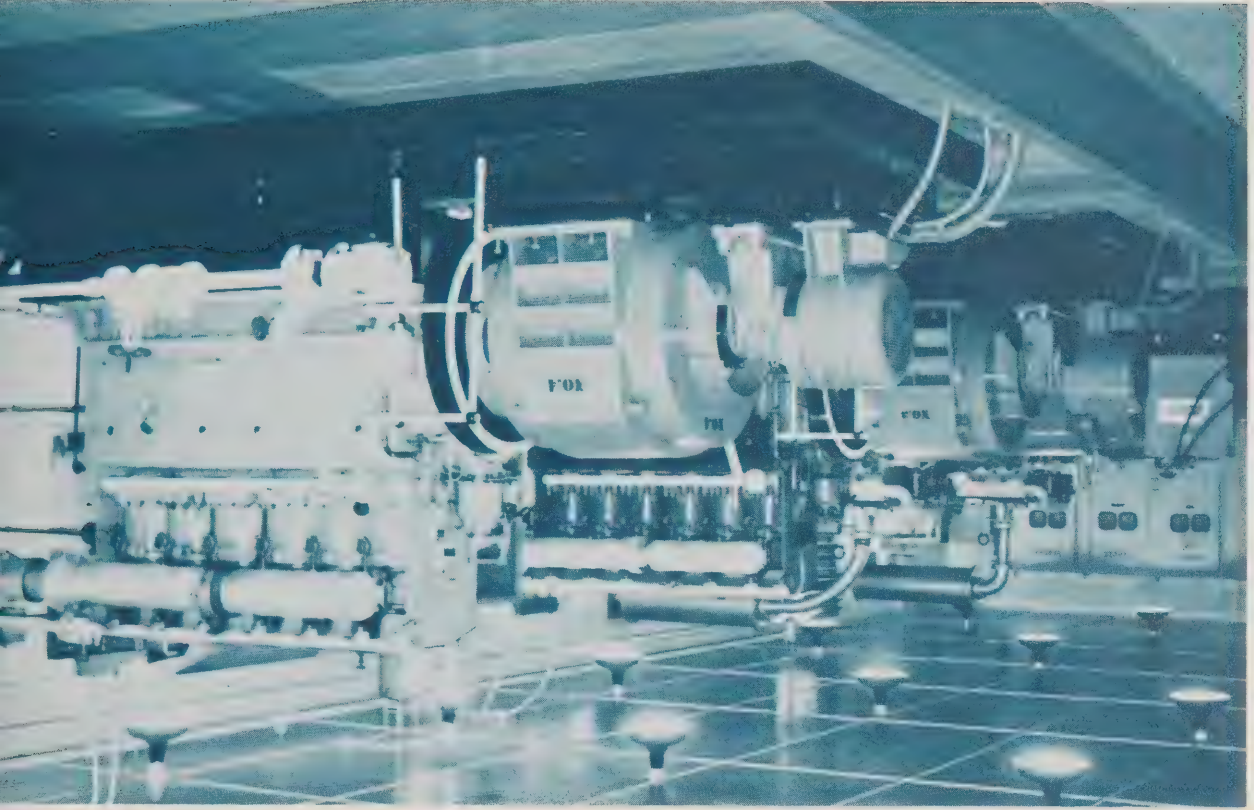
Pangnirtung (T.N.-O.).



RÉSUMÉ STATISTIQUE

Année terminée 31 mars	1972	1971	1970	1969	1968	1967	1966	1965	1964	1963
DONNÉES GÉNÉRALES	Nombre de centrales en exploitation	35	24	21	19	16	13	12	11	11
	Nombre d'employés	315	306	290	273	271	256	245	203	182
PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE (en milliers de kW/h)	405	380	333	279	247	227	183	161	153	144
	d'origine hydraulique	78	69	50	41	34	29	30	25	24
	d'origine thermique	—	—	—	—	2	—	—	—	—
	Achats	—	—	—	—	5	—	—	—	—
	TOTAL (en millions de kWh)	483	449	383	320	283	213	193	178	168
CHALEUR ET EAU	Charge de pointe nette (en millions de kW)	83	79	71	60	55	50	36	33	33
	Ventes d'énergie calorifique (en 10 ⁹ BTU)	469	403	348	338	356	284	286	164	144
	Ventes d'eau (en 10 ⁶ gallons)	226	200	195	190	179	166	135	56	—
FINANCES (en millions de dollars)	Revenu brut	12.4	11.1	9.7	7.5	6.6	5.3	5.0	4.2	3.9
	Dépenses	7.9	8.0	6.0	4.8	4.4	3.4	3.2	2.5	2.4
	Remboursement de capital	1.3	1.1	.9	.9	.7	.6	.5	.5	.5
	Intérêt	2.8	2.4	1.6	1.4	1.4	.7	.8	.8	.8
	REVENU NET (Perte)	.4	(.4)	1.2	.4	.1	.6	.5	.4	.2

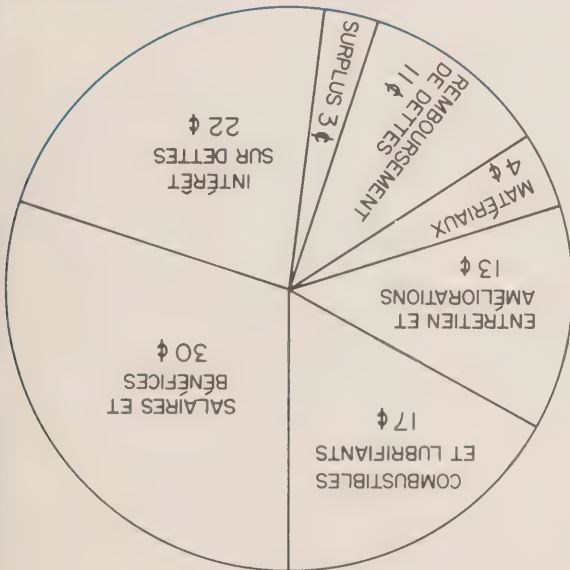
La centrale de Baker Lake (T.N.-O.).



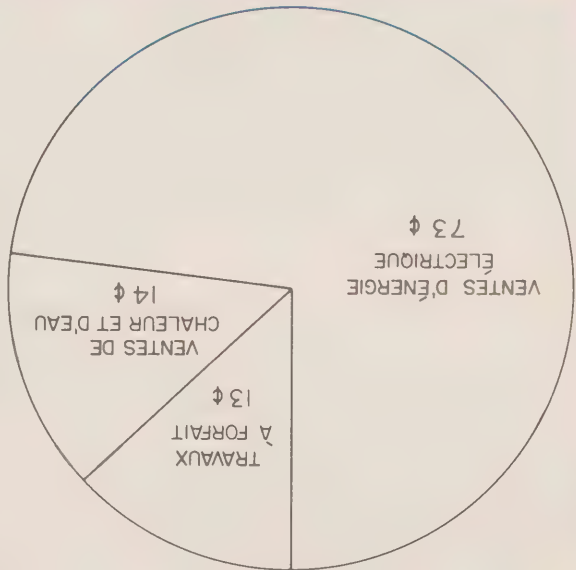
RÉPARTITION DU DOLLAR GAGNÉ

pour l'année terminée le 31 mars 1972

DESTINATION



PROVENANCE



Les besoins en énergie des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon continueront de s'accroître à un rythme accéléré, alors que la population prend conscience de plus en plus des conséquences de la pollution du milieu. La Commission s'efforcera de construire et d'exploiter les installations nécessaires de manière à respecter, voire améliorer — l'environnement.

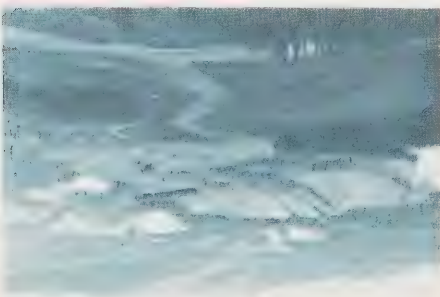
La planification à long terme comprend des études sur la possibilité de construire des centrales hydro-électriques d'appoint au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. Les études faites au Yukon se sont soldées par une demande de licence qui doit permettre de développer les installations hydro-électriques du fleuve Aishihik. La centrale proposée serait reliée par une ligne de haute tension au système actuel de transmission Whitehorse-Faro. Une fois achevée, elle produira un supplément d'énergie de 30 mégawatts. On espère que la première phase sera terminée en 1974. De semblables aménagements se prêtent idéalement à la production de l'énergie nécessaire à une économie en plein essor, tout en préservant la qualité de l'environnement.

Les études et les travaux de planification iront de pair avec la réévaluation des installations actuelles, et continueront d'être axés sur l'amélioration du service.

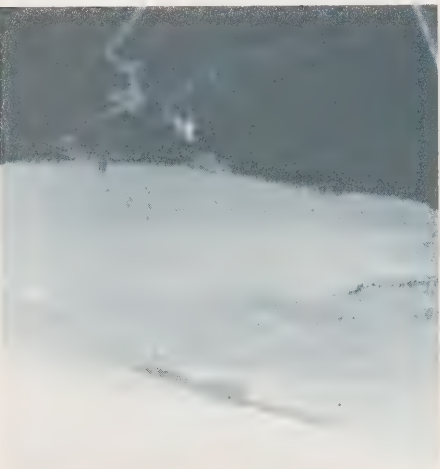
La Commission envisage de prendre en charge 18 autres centrales actuellement exploitées par le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, en 1972 et 1973.

LOI SUR LA MISE EN VALEUR DE L'ÉNERGIE DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE

En vertu de la Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique, la Commission attribue les prêts consentis par le gouvernement du Canada aux gouvernements des provinces de l'Atlantique pendant l'année. L'année dernière, le montant disponible pour le financement des projets d'aménagement autorisés avant le 1^{er} avril 1971 était de \$5,000,000, et les commissions provinciales de l'énergie ont versé au gouvernement du Canada une somme d'amortissement de \$15,585,000, qui représente le remboursement des prêts échus le 31 mars 1972 et concernant les travaux d'aménagement terminés à cette date. Le solde des avances à recouvrir le 31 mars 1972 était de \$219,858,000.



La confluence des deux fleuves Aishihik, Est et Ouest (Yukon)



La décharge du Lac Canyon, Otter Falls (Yukon)



Kakisa Falls (T.N.-O.).

Cet accroissement provient en grande partie de la vente d'électricité, qui a rapporté \$9,014,000, soit \$1,199,000 (15%) de plus que l'année dernière. De ce chiffre, la croissance normale du réseau représente \$737,000, les plus fortes augmentations ayant été relevées à Frobisher Bay, Yellowknife, Fort Smith, Inuvik et Cambridge Bay. Le solde de l'accroissement, qui s'élève à \$462,000, provient des 11 centrales des Territoires du Nord-Ouest que la Commission a prises en charge en 1971-1972.

La production brute d'énergie électrique pendant l'année est de 483 millions de kWh. Les charges maximums totalisaient 83,000 Kw, soit 64% de la capacité totale installée de production d'énergie thermique et hydraulique (129,000 Kw). A la fin de l'année, la capacité hydraulique était de 57,000 Kw, et la capacité thermique (diesel, gaz et vapeur), de 72,000 Kw.

La vente d'énergie calorifique a rapporté \$1,585,000, soit \$312,000 de plus que l'année dernière. Cet accroissement s'explique surtout par l'aménagement d'habitations, d'écoles et de bâtiments commerciaux à Frobisher Bay.

Les recettes de la construction, de l'entretien et de l'exploitation des installations se chiffrent à \$1,482,000; elles ont diminué de \$209,000 par rapport à l'année précédente, principalement en raison de travaux isolés de construction.

Les dépenses d'exploitation des centrales, à \$6,869,000, sont inférieures de \$7,000 à celles de l'année précédente. Trois facteurs ont joué: les hausses de salaires et autres dépenses connexes; les frais d'expansion du réseau électrique et les frais d'exploitation des 11 centrales supplémentaires; la réduction des coûts consécutive à l'amélioration de la main-d'œuvre et aux perfectionnements d'ordre technique.

Les frais d'administration sont de \$1,009,000 et comprennent ceux des bureaux centraux d'Edmonton et d'Ottawa et ceux des bureaux régionaux créés l'année dernière à Whitehorse et à Yellowknife. L'accroissement de ces frais est attribuable à la hausse normale des tarifs de l'économie et aux dépenses supplémentaires qu'entraînent la croissance du système et l'amélioration de l'administration.

L'actif immobilisé, qui s'établit à \$69,176,000, s'est accru de \$8,338,000 depuis 1971. Environ \$7,5 millions sont allés aux centrales, \$2 millions aux lignes de transport d'énergie et aux réseaux de distribution, et \$500,000 aux bâtiments. Les travaux en chantier ont enregistré une diminution de \$1,770,000. Du chiffre de l'accroissement total, quelque \$2,800,000 représentent la valeur des avoirs dans les centrales nouvellement acquises des Territoires du Nord-Ouest.

La Commission a pour principe de garder une réserve pour imprévus qui s'élève à 6% de la valeur de l'actif immobilisé. Le fonds de réserve était de \$3,006,000 le 31 mars 1972, après le transfert de \$499,000 de bénéfices retenus pendant l'année. A mesure que les bénéfices le permettront, d'autres transferts s'effectueront selon le même principe.



Des poseurs de lignes au travail à Spence Bay (T.N.-O.).



M. et Mme. Joe — Aklavik (T.N.-O.). Monsieur Joe est le surintendant de la centrale.



Esquimaux taillant de la stéatite — Frobisher Bay (T.N.-O.).

traversée à proximité d'Inuvik, et l'on effectuera d'autres essais en 1972.

Des travaux de conception technique et l'achat de matériel ont permis d'aménager une génératrice d'eau chaude de 90 millions de BTU à l'heure, dans la nouvelle station de chauffage central d'Inuvik. Cette installation doublera la capacité actuelle et pourra servir parallèlement au système actuel, ou indépendamment de celui-ci. Il a été conçu pour satisfaire entièrement aux besoins d'Inuvik dans l'éventualité d'une panne totale du réseau actuel. Il peut être mis en marche à distance, à partir de la centrale actuelle.

Des habitations ont été construites pour les employés à Cambridge Bay et à Rankin Inlet. Des bâtiments ont été aménagés dans cinq localités des Territoires du Nord-Ouest pour abriter des génératrices d'électricité.

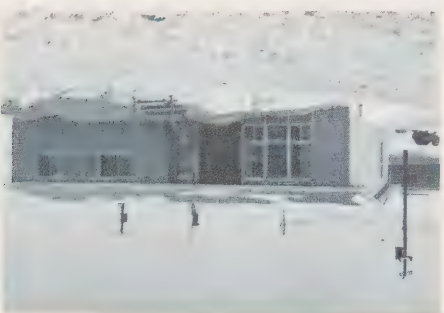
M. T.M. Patterson, ancien membre de la Commission et conseiller spécial pendant les trois dernières années, a annoncé qu'il prenait sa retraite et cessait d'oeuvrer activement au sein de la Commission, le 31 décembre 1971.

Parmi les employés des centrales du Grand Nord qui sont chargés de l'exploitation, 66% sont considérés comme résidents du Nord canadien, 27% de ce nombre étant originaires de ces régions. Ces derniers sont représentés à tous les niveaux au sein de la Commission, y compris le niveau des cadres de direction et de surveillance.

Au cours de l'année écoulée, la Commission a adopté une nouvelle politique qui permet aux employés propriétaires d'une maison dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon de recevoir le chauffage, l'électricité et d'autres services aux mêmes tarifs que ceux qui s'appliquent aux habitations subventionnées par le gouvernement; elle entend ainsi encourager les employés à s'établir en permanence et offrir à tous des avantages équivalents. Un système de prêts alimentaires a également été adopté pour aider les employés des stations isolées à acheter en gros leurs aliments et leurs produits ménagers.

Un certain nombre d'employés de la catégorie d'exploitation ont poursuivi leur formation technique en collaboration avec d'autres organismes gouvernementaux. Certains engagements ont été pris pour soumettre les jeunes employés à l'apprentissage. Un système pratique de classification a été institué pour améliorer leurs progrès et rendre leurs tâches plus enrichissantes. On prévoit que ce système permettra d'attirer et de former des employés de haut calibre à même les populations du Grand Nord et parmi les diplômés du système d'enseignement amélioré de la région qui relève de la Commission. Ce programme devrait profiter autant aux employés qu'à la Commission.

La Commission a connu une croissance soutenue au cours de l'année et réalise des recettes nettes assez modestes, mais satisfaisantes. On s'en rendra compte en jetant un coup d'oeil à l'état des recettes et des dépenses pour l'année 1971-1972, avec les chiffres correspondants de 1970-1971, à la page 13. Les recettes totales se chiffrent, en 1971-1972, à \$12,416,000, ce qui représente un accroissement de \$1,303,000 (12%) par rapport à l'année précédente.



La CENC à Coppermine (T.N.-O.).



La piste de course — Frobisher Bay, (T.N.-O.)



Les postes de ravitaillement — Frobisher Bay (T.N.-O.).

L'année a été marquée par une croissance soutenue et couronnée par plusieurs réalisations importantes au chapitre des services et des relations avec le public.

Pour améliorer les communications internes, les services au public, les compétences techniques et les liaisons, on a nommé M. Andrew Jones Directeur régional pour les T.N.-O. en juin 1971. M. Jones et son personnel sont installés à Yellowknife (T.N.-O.). Le Bureau régional du Yukon est entré en service à Whitehorse en novembre 1970, sous la direction de M. F.L. Mooney.

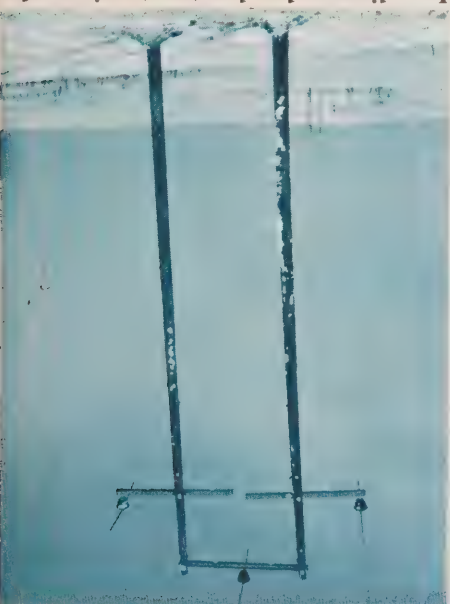
La Création du Bureau régional des T.N.-O. a incité la Commission à accepter de se charger de la production et de la distribution d'énergie électrique dans 11 localités très isolées. Le 1^{er} avril 1971, elle s'est vu confier les installations d'énergie de Tuktoyaktuk, Fort Norman et Fort Franklin, celles de Rankin Inlet le 17 août 1971, celles d'Eskimo Point et Whale Cove à la mi-décembre, et celles de Cape Dorset le 16 janvier 1972. Elle a pris en charge les réseaux de Gjoa Haven, Spence Bay, Pelly Bay et Holman au début de février 1972.

Les petites centrales-satellites répartis dans cette région ont été placées sous la responsabilité des centrales principales par le Bureau régional des T.N.-O. Les travaux annuels d'entretien des machines, des installations électriques et des lignes de haute tension dans les petites localités sont exécutés par des équipes d'ouvriers spécialisés des grandes centrales, sous la direction des techniciens du Bureau régional de Yellowknife. La surveillance des opérations et des travaux d'entretien ordinaires, ainsi que des manoeuvres d'urgence, relève du personnel spécialisé de la centrale-mère désignée.

1971-1972, la Commission a acquis des génératrices diesel capables de produire de 150 à 800 kW d'électricité, et 3000 kW au total. Six d'entre elles ont été installées dans trois localités situées à près de 200 milles au nord du cercle arctique; le réapprovisionnement est assuré par des paquebots spécialement renforcés qui viennent y jeter l'ancre une fois par an. On a dû transférer plusieurs génératrices d'une centrale à l'autre pour améliorer le service.

L'une des réalisations les plus audacieuses au cours de l'hiver 1971-1972 a été la construction d'une ligne de haute tension de 69,000 volts, à courant triphasé, soutenue par des poteaux de bois, elle s'étend sur 80 milles, d'Inuvik à Tuktoyaktuk. Il semble que ce soit la seule ligne de haute tension de ce genre au nord du cercle arctique, dans l'hémisphère occidental. Les travaux se sont déroulés en plein hiver dans des conditions extrêmement difficiles, avec des températures de -50°F, des vents violents et des journées de quelques heures seulement. Lorsque les installations d'arrivée seront prêtes, en été 1972, les génératrices diesel de Tuktoyaktuk serviront d'installations de réserve.

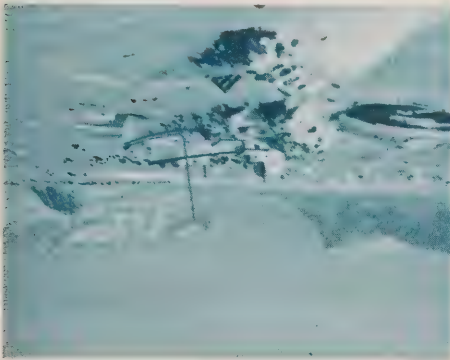
On a entrepris une série d'essais pour étudier la possibilité de construire une ligne de haute tension d'Inuvik à Aklavik. Par rapport à celle de Tuktoyaktuk, cette ligne représente un tout autre défi, car il y a quatre grands cours d'eau à traverser. En 1971, on a réalisé avec succès une tentative de



La ligne de haute tension de Tuktoyaktuk (T.N.-O.) construite en 1971-72.



Nouvelle installation à Inuvik. (T.N.-O.).



Vue du port en hiver, Pangnirtung (T.N.-O.).

MEMBRES
COMITÉ EXÉCUTIF
CADRES SUPÉRIEURS

Membres de la Commission

- Président H. Basil Robinson
- Membre Joseph F. Parkinson
- Membre A. Digby Hunt

Membres du comité exécutif

- Directeur général J.M. Lowe
- Contrôleur A. Watkiss
- Directeur général G. Olson
- Directeur général adjoint, exploitation J. Long
- Directeur général adjoint, services techniques C.F. Prevey
- Secrétaire

Cadres supérieurs

Bureau central

- Trésorier T.A. Stott
- Ingénieur en chef J.H. Reynolds
- Chef, exploitation B.G. Christie
- Chef, personnel A.H. Todd
- Chef comptable P.S. Boyle

Bureaux régionaux

- Directeur régional F.L. Mooney
- Directeur régional, Yukon A.O. Jones
- Directeur régional, T.N.-O.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (chap. 42, 4-5, Elisabeth II).

La Commission s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics et des réseaux de distribution et à exploiter ces installations dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et même ailleurs au Canada, sous réserve de l'approbation du Gouverneur général en conseil.

La Loi exige que chacune des entreprises exploitées par la Commission soit financièrement autonome. Par conséquent, les tarifs des services publics qu'elle fournit doivent lui permettre d'acquitter l'intérêt sur les placements, de rembourser le capital au cours de la période correspondant à la durée prévue d'exploitation des entreprises, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

La comptabilité de la Commission est soumise à la vérification de l'Auditeur général du Canada.

RÉGIONS DESSERVIES

Electricité

Production, transport, distribution d'énergie électrique dans les localités suivantes: Inuvik, Frobisher Bay, Yellowknife, Snare Rapids, Rae, Edzo, village indien de Yellowknife, Taltson, Pine Point, Fort Smith, Salt River, Fort Simpson, Baker Lake, Coppermine, Cambridge Bay, Fort Resolution, Fort McPherson, Chesterfield Inlet, Fort Good Hope, Norman Wells, Aklavik, Tuktoyaktuk, Fort Franklin, Fort Norman, Rankin Inlet, Pelly Bay, Cape Dorset, Eskimo Point, Whale Cove, Holman, Spence Bay, Gjoa Haven, dans les T.N.-O.; Whitehorse, Faro, Mayo et Dawson, au Yukon; Field, en C.-B., et Moose Factory, en Ontario.

Chauffage central

Production et distribution d'énergie calorifique à Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, dans les T.N.-O. et à Moose Factory, en Ontario.

Eau et égout

Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, dans les T.N.-O.; Moose Factory, en Ontario; Dawson, au Yukon.

Travaux à forfait

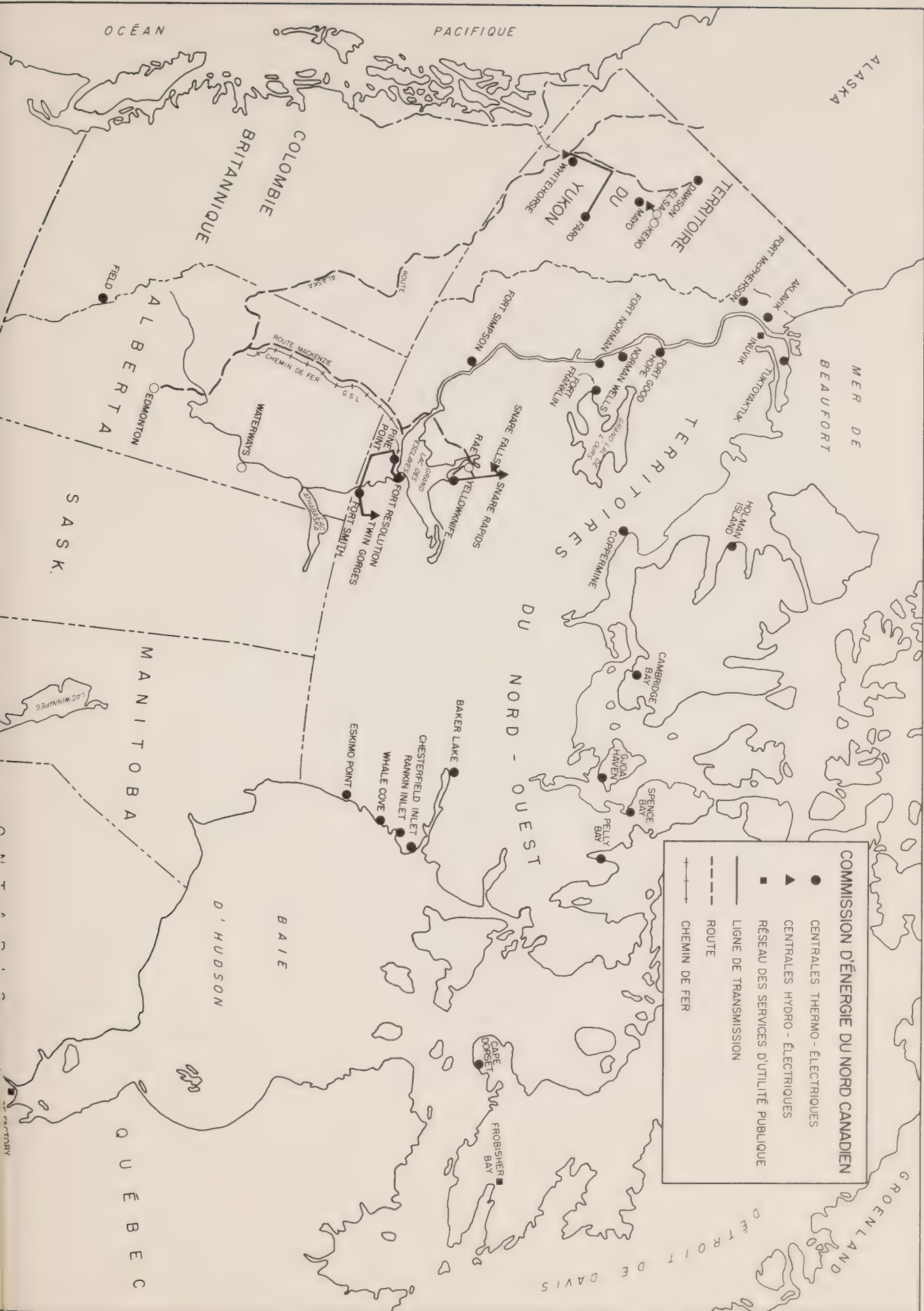
La Commission a exploité la centrale d'énergie électrique d'Aklavik et les stations de chauffage et de distribution d'eau de Fort Simpson et Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ainsi que les services d'eau et d'égout de Dawson pour le gouvernement du Yukon. De plus, la Commission a fourni des services d'électricité et de mécanique, effectuant notamment des travaux d'aménagement et de construction à divers emplacements, pour des ministères et d'autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

Fonctions et pouvoirs de la Commission	2
Régions desservies	2
Membres, comités exécutif, cadres supérieurs	3
Bilan de l'année 1971-1972	4
Perspectives d'avenir	7
Mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique	7
Répartition du dollar gagné	8
Résumé statistique – Période de 10 ans	9
Lettre de l'Auditeur général	11
Etats financiers	12

TABLE DES MATIÈRES

PAGE COUVERTURE

La Commission d'énergie du Nord canadien réalise une prouesse technique sans précédent en construisant la première ligne de haute tension au nord du cercle arctique; elle s'étend sur 80 milles, d'Inuvik à Tuktoyaktuk (T.N.-O.). Elle a été achevée au début de 1972. Photo prise durant la construction de la ligne de haute tension de Tuktoyaktuk (T.N.-O.).



ALASKA

Océan Pacifique

COLOMBIE
BRITANNIQUE

ALBERTA

SASK.

MANITOBA

BAIE
D'HUDSON

QUEBEC

DU
NORD - OUEST

TERRITOIRES
DU
YUKON

TERRITOIRE
DU
NUNAVUT

MER DE
BEAUFORT

GROENLAND

DÉTROIT DE DAVIS

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

- CENTRALES THERMO - ÉLECTRIQUES
- ▲ CENTRALES HYDRO - ÉLECTRIQUES
- RÉSEAU DES SERVICES D'UTILITÉ PUBLIQUE
- LIGNE DE TRANSMISSION
- - - ROUTE
- + + + CHEMIN DE FER



DU NORD CANADIEN

COMMISSION D'ÉNERGIE

25th ANNUAL REVIEW
Year ended 31 March 1973



NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

- PROV & TERR CAPITALS
- THERMAL PLANT
- HYDRO PLANT
- UTILITY PLANT
- FUTURE OPERATIONS
- TRANSMISSION LINE
- TRANS. LINE BEING CONSTR.



NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

25th Annual Review

121
126
1256

ERRATA

	<u>Should read</u>	<u>(now reads incorrectly)</u>
p. 3, Under "Senior Staff - Head Office"	T.A. Stott	T.A. Scott
p. 6, par. 1, 1. 3	thermal	ter
p. 6, par. 3, 1. 5	accommodate	accomodate
p. 11, (iii)	Commission	Comission

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

25e Revue annuelle

ERRATA

	<u>Devrait être</u>	<u>(tel que publié par erreur)</u>
p. 2, par. 2, 1. 2	caractère	caratère
p. 2, Sous "Régions Desservies"	Fort Liard	Fort Laird
p. 5, par. 7, 1. 11	centrales	cenrales
p. 9, Sous "Charge de pointe nette"	milliers	millieus
p. 14, 1. 14	explicatives	expicatives

CONTENTS

Business of the Commission	2
Areas Served	2
Commission Members, Executive Committee and Senior Staff	3
Review of Operations for 1972-73	4-6
Planning for the Future	7
Atlantic Provinces Power Development	7
Report of the Auditor General	11
Financial Statements	12-15
Operating Statistics — 10 year period	9
Income and Expense by Region	16

COVER

Otter Falls on the Aishihik River, in the Yukon Territory. The Commission is building a hydro-electric power plant on the river to serve the growing needs of the people of the Yukon. Plans call for maintaining the beauty of these falls which are a well-known tourist attraction and renowned for their appearance on the old \$5 bill.

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act, Chapter 42, 4-5 Elizabeth II.

The Commission is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants and distribution systems, and operate public utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory and; subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

It is a requirement of the Authorizing Act that projects undertaken by the Commission shall be self-sustaining. Consequently rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest on investment, repayment of principal over a period of years corresponding to the estimated economic life of the related projects, operating, maintenance and administrative expenses, and a contingency reserve sufficient to meet unforeseen or emergency expenditures.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

AREAS SERVED

Electric Power

Generation and/or transmission and distribution of electricity at the following locations:

Northwest Territories: Aklavik, Arctic Red River, Baker Lake, Broughton Island, Cambridge Bay, Cape Dorset, Chesterfield Inlet, Coppermine, Coral Harbour, Detah, Edzo, Eskimo Point, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort Norman, Fort McPherson, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Frobisher Bay, Gjoa Haven, Hall Beach, Holman, Igloolik, Inuvik, Jean Marie River, Lake Harbour, Nahanni Butte, Norman Wells, Pangnirtung, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Rankin Inlet, Repulse Bay, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Whale Cove, Wrigley, Yellowknife.

Yukon Territory: Dawson City, Faro, Mayo, Whitehorse.

British Columbia: Field.

Ontario: Moose Factory.

Central Heating

Generation and distribution of heat at Inuvik and Frobisher Bay, N.W.T. and Moose Factory, Ontario.

Water and Sewage

Inuvik and Frobisher Bay, N.W.T.; Moose Factory, Ontario; and Dawson City, Y.T.

Contract Work

The Commission operated the electric power plant at Aklavik to December 31, 1972 and the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories, and the water and sewerage services at Dawson for the Yukon Territorial Government. In addition, the Commission provided electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Head Office: 7909 - 51 Avenue, Edmonton

MEMBERS OF THE COMMISSION, EXECUTIVE COMMITTEE AND SENIOR STAFF

Members of the Commission

H. Basil Robinson	— Chairman
Joseph F. Parkinson	— Member
A. Digby Hunt	— Member

Members of the Executive Committee

J. M. Lowe	— General Manager
A. Watkiss	— Comptroller
B. G. Christie	— Assistant General Manager, Operations
J. Long	— Assistant General Manager, Technical Services
G. Olson	— Manager, Special Projects
C. F. Prevey	— Secretary (Retired Oct. 1972)

Senior Staff

Head Office

T. A. Scott	— Treasurer
J. H. Reynolds	— Chief Engineer
A. H. Todd	— Chief of Personnel
P. S. Boyle	— Chief Accountant

Regional Offices

F. L. Mooney	— Regional Manager, Yukon Territory
A. O. Jones	— Regional Manager, Northwest Territories

REVIEW OF OPERATIONS 1972 - 73

During the year under review, the Commission continued the steady growth which commenced in 1971 in terms of total number of operating plants, through assuming responsibility for generation and distribution of electrical power in fourteen additional communities formerly supplied by the N.W.T. Government. Included in this rapid expansion program was the acquisition of the electrical power systems in Arctic Red River, Coral Harbour, Repulse Bay, Pangnirtung, Broughton Island, Lake Harbour, Sachs Harbour, Igloolik and Hall Beach, N.W.T. in April 1972 and in Aklavik, Wrigley, Fort Liard, Jean Marie River and Nahanni Butte, N.W.T. in January 1973. The responsibility for providing technical and administrative assistance to these smaller plants has been assigned to several of the larger plants in the vicinity of each community, namely Inuvik, Frobisher Bay, Rankin Inlet and Fort Simpson, N.W.T.

A major project completed during the year was the commissioning in November 1972 of an 80 mile, 69 kv transmission line between Inuvik and Tuktoyaktuk, N.W.T., following installation of the necessary substations and 4.16 kv connections at each end of the line. The diesel-electric power plant in Tuktoyaktuk was then placed on standby duty and normal power supply to the community generated in the larger, more efficient plant in Inuvik.

Primarily as a result of the acquisition of the fourteen power systems formerly operated by the N.W.T. Government, the Commission installed seventeen additional diesel-electric units during the 1972-73 fiscal year, ranging in size from 100 kw to 1000 kw, for a total of 6400 kw additional capacity. New powerhouses were erected in Fort Simpson and Rankin Inlet, N.W.T. in anticipation of a large growth in electrical load in each of these communities during the next several years resulting from proposed construction of the MacKenzie Highway and relocation of the N.W.T. Government administrative offices from Churchill, Manitoba to Rankin Inlet, N.W.T. In addition to the new powerhouses 100 kw additional capacity was installed in Fort Simpson and a further 1300 kw capacity in Rankin Inlet. As well, additional capacity was installed in Fort McPherson, Aklavik, Norman Wells, Tuktoyaktuk, Coral Harbour, Repulse Bay, Pangnirtung, Whale Cove, Eskimo Point, Cape Dorset, Broughton Island, Lake Harbour, Holman and Igloolik, N.W.T.

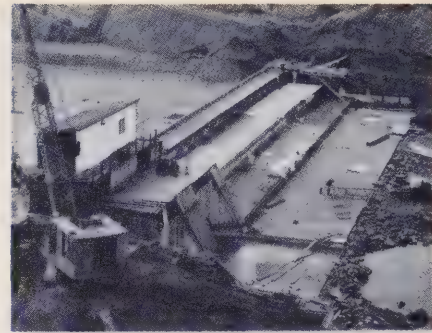
In anticipation of the installation of additional diesel-electric peaking and standby power in 1973, an extension to the Yellowknife Jackfish diesel plant was constructed during the year.

Supply and installation of a 90 million BTU per hour hot water generator in the new Inuvik powerhouse to provide additional capacity for the central heating system in that community proceeded on schedule during the year. Final inspection of the piping connections and instrument calibration remained to be completed at the end of the fiscal year.

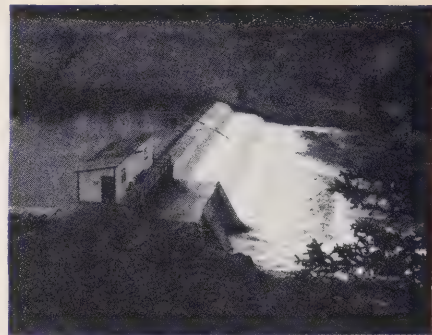
A total of seven housing units were constructed in Yellowknife, Fort McPherson, Norman Wells and Rankin Inlet in the Northwest Territories and in Mayo and Dawson, Y.T.

Additional fuel storage capacity was purchased and installed in Yellowknife, Fort Simpson, Cambridge Bay, Norman Wells, Chesterfield Inlet, and Spence Bay, N.W.T. In addition, a fuel

Repairs to Mayo Lake, Y.T.



in process



completed.



Whitehorse Rapids — control structure and spillway.



Snare Rapids staff house.



Cape Dorset, N.W.T.



Plant extension, Inuvik, N.W.T.



Lineman out on a limb, Frobisher Bay, N.W.T.



Mountain scenery — Broughton Island, N.W.T.

storage tank was supplied to Baker Lake, N.W.T. preparatory to installation in 1974. Considerable work in the form of fuel storage berm construction and upgrading in a number of plants was completed as well.

In order to eliminate duplicate storage of materials and spare parts in the large number of similar diesel-electric plants throughout the Northwest Territories, plans covering the installation of a regional warehouse proceeded on schedule, with completion expected in the spring of 1973. This warehouse will, on completion, be placed under the control of the N.W.T. regional office.

A new office building containing warehouse and garage space was constructed at Mayo, Y.T. with provision for remote control of the Mayo hydro plant, which is proposed to be completed in 1973. In addition, the single staff quarters, which was originally located at the hydro plant site, was relocated to the town of Mayo in conjunction with the proposal to remotely control the plant from Mayo, thus providing a community environment for the employees.

Collective bargaining with the Public Service Alliance of Canada representing the operational (non-supervisory) staff in all Commission plants continued throughout the year resulting in a retroactive agreement being signed on November 15, 1972 and effective until September 24, 1974. This agreement sets forth the terms and conditions of employment relating to remuneration, hours of work, employee benefits and general working conditions affecting the employees covered by the agreement as well as measures to be taken to ensure the safety and occupational health of each of the employees.

As of March 31, 1973, the Commission employed a total of 214 persons, outside of the Ottawa and Edmonton offices, in its various spheres of operations and two Regional Offices. Of this total, 55 employees are original Northern peoples and an additional 85 employees are considered residents of the North, having lived five years or more in the North.

In October 1972, Mr. Chester F. Prevey, Commission Secretary, retired after thirty-four years in the Public Service.

The Commission's growth and the increased volume of business resulted in a net income of \$912,000 for the year, as shown in the Statement of Income and Expense on page 13.

Total income for the year amounted to \$14,064,000, an increase of \$1,648,000 or 13% over last year. Income from sale of electricity was \$11,420,000, an increase of \$2,406,000 or 27% over 1971-72. Of this increase, normal load growth accounted for \$1,067,000 or 13% over last year, with the largest dollar increases at Inuvik, Yellowknife and Whitehorse. The remaining increase of \$1,339,000 was due to increased income from a full year's operation of the eleven plants taken over in 1971-72, together with income from a further fourteen plants in the Northwest Territories taken over by the Commission during 1972-73.

Income from the sale of heat amounted to \$1,582,000, and showed almost no change from the prior year. This was due to a normal load growth offset by reduced sales attributed to a milder winter. Income from construction, maintenance and op-

eration of facilities, amounting to \$783,000, decreased by \$699,000 from last year, primarily because of non-recurring contract work for Territorial governments.

Gross generation of electrical energy during the year totalled 510 million kwh. Peak loads totalled 95,000 kw which represented 70% of the total installed thermal and hydro capacity of 135,000 kw. At year end, hydro-capacity stood at 57,000 kw and thermal (diesel, gas and steam) capacity at 78,000 kw.

Plant operation expense of \$9,486,000 was \$1,294,000 or 16% more than in 1971-72. Of this increase, \$1,113,000 related to the increased cost of a full year's operation of plants taken over in 1971-72 and the part-year cost of plants taken over in 1972-73. The remaining increase of \$181,000 amounted to less than 3% over last year, and related to normal economic increases in salaries and other operating expense, which were partially offset by cost savings resulting from increased efficiency of operations.

Administration expense includes the cost of central offices at Edmonton and Ottawa, as well as of regional offices in Whitehorse and Yellowknife. The increase in total expense of \$294,000 over last year related to normal economic increases, together with additional costs required to accomodate the growth of the system and to improve the overall operation of the Commission.

In conjunction with the rapid growth in the number of plants to be administered, the N.W.T. Regional Office staff in Yellowknife was enlarged during the year to provide the technical and administrative assistance necessary to keep pace with this expansion. Electrical, mechanical, and line maintenance supervisors as well as several engineering employees were assigned to the regional office to assume responsibility for planning and co-ordinating the respective annual maintenance program throughout the Commission plants in the Northwest Territories as well as undertaking certain construction projects assigned to them. Increasing authority is being delegated to regional offices in the direction of operations in their areas, and in relationships with Territorial government offices.

Interest amounting to \$2,699,000 was paid to Canada on advances received for capital projects. Included in the amount of \$1,582,000 charged for depreciation was the sum of \$1,449,000 equivalent to repayments to Canada of principal amounts on these advances.

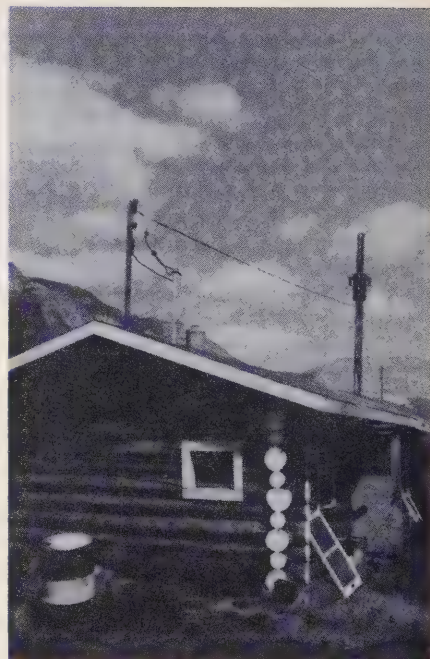
Capital assets at cost of \$77,517,000 increased by \$8,341,000 from 1972; approximately \$3.2 million of this increase related to power plants, \$3.2 million to transmission and distribution systems, \$445,000 to buildings and \$254,000 to communication and other equipment; projects under construction increased by \$1,283,000. Of the total increase, \$1,970,000 represented the value of plants taken over in the Northwest Territories.

Commission policy is to provide for a reserve for contingencies amounting to 6% of the cost of capital assets. The reserve amounted to \$3,574,000 at March 31, 1973 after transfer of \$568,000 from retained earnings during the year. As earnings permit, further transfers will take place to meet this policy.

Commission plants in N.W.T.



Inuvik,



Nahanni Butte,

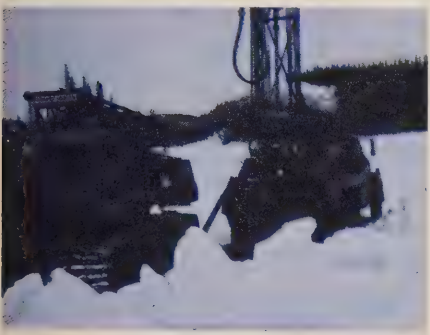


Norman Wells.

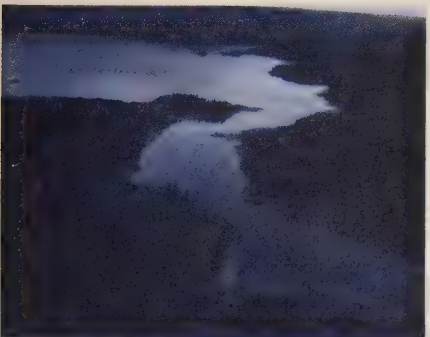
Planning for hydro sites proceeds year-round.



Tronka-Chua Gap at the headwaters of the Talston River, N.W.T.



Winter drilling on the Great Bear River, N.W.T.



Snare River at Judd Lake, near Strutt Lake, N.W.T.



Fisheries consultants sampling grayling in the Snare River, N.W.T.

PLANNING FOR THE FUTURE

With the announcement of the decision to relocate the Commission's Head Office from Ottawa, Ontario to Edmonton, Alberta by the Minister of Agriculture, the Honourable H. A. Olson in June of 1972, the construction of the new head office building on 51st Avenue in Edmonton proceeded and at the end of the fiscal year was completed to the extent of being fully enclosed. Completion of the building is scheduled for mid-July 1973 with the relocation to take place approximately the first of August 1973. It is expected that this move will greatly improve communications with the majority of the commission's plants in the Yukon and Northwest Territories, as well as with major suppliers, contractors and consultants.

The Commission carries out a continuing program of planning and investigation of hydro sites to meet the increasing demands for energy in the North. During the winter of 1972-73, a survey was conducted at Strutt lake, on the Snare River, N.W.T. Preliminary evidence indicated the site capable of supporting hydro generation of thirteen to eighteen megawatts. The addition of such prospective capacity to the Yellowknife-Snare system would augment hydro capacity in order to reduce the heavy diesel loading expected over the next several years.

Investigation continued of the prospect of installing "bulb type" hydro units for load centres in the Western Hudson Bay area. These units consist of a combined turbine-generator package, located directly in a water passage. Units being considered for the Rankin Inlet/Baker Lake areas have a capacity under 3000 kw. Further field reconnaissance in this area is planned in the summer of 1973.

In the Yukon, load forecasts in the Whitehorse grid indicate a pressing need to continue examination of alternatives for satisfying the region's strong load growth. Three years of study has culminated in approval of the Aishihik River, Yukon hydro project. Construction commenced in May 1973, and at estimated completion date in December 1974 will add thirty megawatts to the Whitehorse-Faro transmission system.

In supplying the energy needs of the North, the Commission is careful to pursue a policy compatible with preservation of the northern environment. The direction of the Commission's efforts has been, and will be, respect and sensitivity in dealing with the resources, people, and environment of the North.

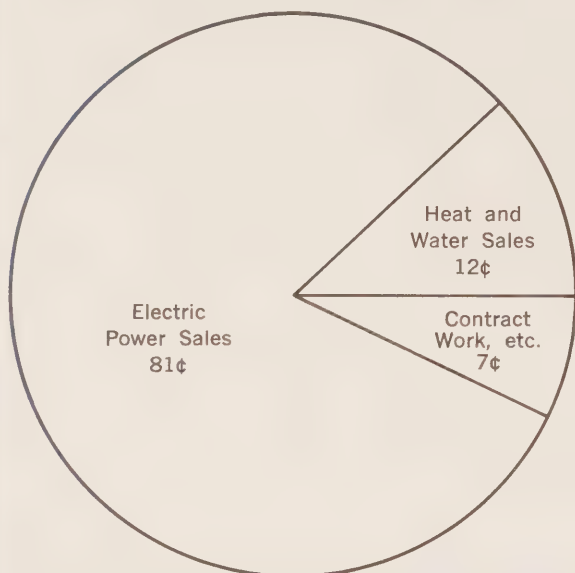
ATLANTIC PROVINCES POWER DEVELOPMENT ACT

Under the Atlantic Provinces Power Development Act, the Commission administers loans made by the Government of Canada to the Governments of the Atlantic Provinces. During the year, advances totalling \$3,500,000 were provided for the financing of power projects authorized prior to April 1, 1972, and amortization payments totalling \$16,060,000 were paid to Canada by the Provincial Power Commissions concerned to cover debt retirement instalments due March 31, 1973 in relation to power projects completed to that date. The balance of advances remaining outstanding as at March 31, 1973 was \$221,363,000.

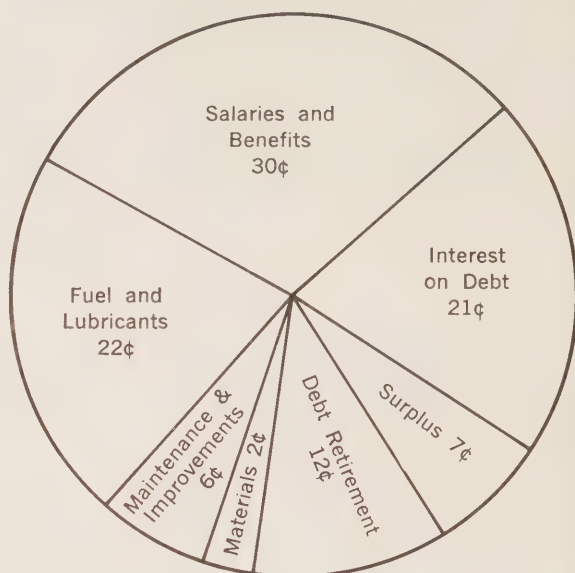
THE COMMISSION'S REVENUE DOLLAR

FOR THE YEAR ENDING MARCH 31, 1973

WHERE THE REVENUE CAME FROM



HOW THE REVENUE WAS USED



Architect's drawing. Head Office, Edmonton.

OPERATING STATISTICS

Year Ended 31 March	1973	1972	1971	1970	1969	1968	1967	1966	1965	1964
GENERAL DATA										
No. of Operations	48	35	24	21	19	16	15	13	12	11
No. of Employees	314	315	306	290	273	271	256	250	245	203
POWER GENERATION (kwh in millions)										
Hydro	406	405	380	333	279	247	227	183	161	153
Thermal	104	78	69	50	41	34	29	30	32	25
Purchased	—	—	—	—	—	2	5	—	—	—
TOTAL (kwh in millions)	510	483	449	383	320	283	261	213	193	178
NET PEAK LOAD (kw in thousands)	95	83	79	71	60	55	51	50	36	33
HEAT AND WATER										
Heat Sales (BTUs in billions)	471	469	403	348	338	356	346	284	286	164
Water Sales (Gals. in millions)	229	226	200	195	190	179	191	166	135	56
FINANCIAL (millions of dollars)										
Gross Revenue	14.1	12.4	11.1	9.7	7.5	6.6	6.0	5.3	5.0	4.2
Expense	8.9	7.9	8.0	6.0	4.8	4.4	4.0	3.4	3.2	2.5
Debt Retirement	1.6	1.3	1.1	.9	.9	.7	.7	.6	.5	.5
Interest	2.7	2.8	2.4	1.6	1.4	1.4	1.3	.7	.8	.8
NET INCOME (LOSS)	.9	.4	(.4)	1.2	.4	-.1	—	.6	.5	.4



Baker Lake — the Iglook brothers
and their malamute
husky





AUDITOR GENERAL OF CANADA

Ottawa, June 29, 1973

The Honourable Jean Chrétien,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development,
Ottawa.

Sir,

I have examined the accounts and financial statements of Northern Canada Power Commission for the year ended March 31, 1973. My examination included a general review of the accounting procedures and such tests of accounting records and other supporting evidence as I considered necessary in the circumstances.

In compliance with the requirements of section 77 of the Financial Administration Act, I report that, in my opinion:

- (a) proper books of account have been kept by the Commission;
- (b) the financial statements of the Commission
 - (i) were prepared on a basis consistent with that of the preceding year and are in agreement with the books of account,
 - (ii) in the case of the balance sheet, give a true and fair view of the state of the Commission's affairs as at the end of the financial year,
 - (iii) in the case of the statement of income and expense, give a true and fair view of the income and expense of the Commission for the financial year, and
 - (iv) in the case of the statement of source and application of funds, present fairly the source and application of the Commission's funds for the financial year; and
- (c) the transactions of the Commission that have come under my notice have been within the powers of the Commission under the Financial Administration Act and any other Act applicable to the Commission.

Yours faithfully,

Acting Auditor General of Canada

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Balance Sheet as at March 31, 1973

(with comparative figures as at March 31, 1972)

Assets

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Certified correct:

Approved:

Comptroller

.....Chairman

I have examined the above Balance Sheet and the related Statements of Income and Expense, Balance of Retained Earnings and Source and Application of Funds and have reported thereon under date of June 29, 1973 to the Minister of Indian Affairs and Northern Development.

Henry Fort

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Statement of Income and Expense for the year ended March 31, 1973 (with comparative figures for the year ended March 31, 1972)

	<u>1973</u>	<u>1972</u>
Income:		
Sale of power	\$ 11,420,318	\$ 9,014,167
Sale of heat	1,582,090	1,585,480
Income arising from construction, maintenance and operation of facilities for Canada and others	782,797	1,482,102
Water and sewerage services	150,751	147,622
Interest	1,810	93,035
Miscellaneous	<u>126,611</u>	<u>93,824</u>
Total income	<u>14,064,377</u>	<u>12,416,230</u>
Expense:		
Operation and maintenance:		
Salaries and wages	2,752,771	2,631,247
Fuel and lubricants	2,872,033	2,066,576
Depreciation	1,582,481	1,322,857
Plant, including improvements	721,440	736,105
Employees' board and accommodation (net)	336,403	238,941
Travel and removal	284,792	211,141
Materials and supplies	255,226	507,618
Motor vehicles expense	87,621	90,831
Telegrams, telephone and postage	56,053	49,273
Plant, line and equipment rentals	47,713	60,306
Insurance	42,475	33,460
Miscellaneous	<u>447,458</u>	<u>243,631</u>
	<u>9,486,466</u>	<u>8,191,986</u>
Engineering and general administration:		
Salaries	1,471,492	1,253,750
Office rent	86,977	83,361
General office expense, including depreciation of \$20,073	<u>301,675</u>	<u>228,546</u>
	1,860,144	1,565,657
Less: Amounts charged to capital and recoverable projects	<u>893,200</u>	<u>556,291</u>
	<u>966,944</u>	<u>1,009,366</u>
Interest on advances from Canada	<u>2,698,853</u>	<u>2,833,924</u>
Total expense	<u>13,152,263</u>	<u>12,035,276</u>
Net Income	<u>\$ 912,114</u>	<u>\$ 380,954</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Statement of Balance of Retained Earnings for the year ended March 31, 1973 (with comparative figures for the year ended March 31, 1972)

	<u>1973</u>	<u>1972</u>
Balance at beginning of year	\$ 237,910	\$ 789,743
Net income	<u>912,114</u>	<u>380,954</u>
	<u>1,150,024</u>	<u>1,170,697</u>
Transfers to:		
Reserve for contingencies	568,000	498,719
Equity represented by extension, expansion and improvements of capital assets financed from earnings	<u>137,000</u>	<u>434,068</u>
	<u>705,000</u>	<u>932,787</u>
Balance at end of year	\$ <u>445,024</u>	\$ <u>237,910</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Notes to Financial Statements

1. The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest-bearing advances from Canada. Repayments of principal and interest are made annually and are extended over the economic life of the related asset which varies from ten to forty years. During 1973-74 the Commission will pay the sum of \$1,299,000 in respect of the principal of such loans.

The amount of \$58,111,591 includes \$50,000 for investigation of projects.

2. The Commission administers loans, which amounted to \$221,363,298 as at March 31, 1973, made by Canada pursuant to agreements entered into under the Atlantic Provinces Power Development Act.
3. Included in expense for 1972-73 is remuneration of \$134,075 paid to the Commission's six officers. No remuneration was paid to the Commission's three members.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
Statement of Source and Application of Funds
for the year ended March 31, 1973
(with comparative figures for the year ended March 31, 1972)

Source of Funds:	<u>1973</u>	<u>1972</u>
Operations:		
Net income for the year	\$ 912,114	\$ 380,954
Add depreciation not requiring a current outlay of funds	<u>1,602,554</u>	<u>1,331,235</u>
	2,514,668	1,712,189
Loans from Canada	6,300,000	3,961,300
Accrued interest on loans from Canada	575,230	215,106
Electrical systems taken over from the Government of the Northwest Territories	1,969,936	2,968,956
Consumers' contributions towards the cost of capital assets	358,852	—
Disposal of capital assets	<u>94,560</u>	<u>8,994</u>
	<u>11,813,246</u>	<u>8,866,545</u>
Application of Funds:		
Additions to capital assets	8,803,136	8,460,880
Repayment of loans from Canada	1,495,605	2,034,252
Reduction in consumer's security deposits (net)	1,248	14,445
Charges to contingency reserve for emergency expenditures	<u>—</u>	<u>82,680</u>
	<u>10,299,989</u>	<u>10,592,257</u>
Increase (decrease) in working capital	1,513,257	(1,725,712)
Working capital at beginning of year	<u>3,777,019</u>	<u>5,502,731</u>
Working capital at end of year	<u>\$ 5,290,276</u>	<u>\$ 3,777,019</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Statement of Income and Expense by Regions For the year ended March 31, 1973

(in \$000)

	N.W.T.	Y.T.	Other	Total
Income:				
Sale of power	8,156	3,035	229	11,420
Sale of heat	1,226	—	356	1,582
Income arising from construction, maintenance and operation of facilities for Canada and others	672	84	27	783
Water and sewerage services	108	—	43	151
Interest	(98)	129	(29)	2
Miscellaneous	102	16	8	126
Total income	10,166	3,264	634	14,064
Expense:				
Operation and maintenance:				
Salaries and wages	2,096	355	302	2,753
Fuel and lubricants	2,241	408	223	2,872
Depreciation	965	601	16	1,582
Plant including improvements	595	96	31	722
Materials and supplies	226	12	17	255
Employees' board and accommodation (Net)	299	27	10	336
Travel and removal	257	19	9	285
Motor vehicles expense	72	13	3	88
Plant line and equipment rentals	24	4	20	48
Telegrams, telephone and postage	43	11	2	56
Insurance	36	5	1	42
Miscellaneous	328	108	11	447
Administration	7,182	1,659	645	9,486
Interest on advances from Canada	734	190	43	967
Total expense	1,552	1,122	25	2,699
	9,468	2,971	713	13,152
Net income (Loss)	\$ 698	\$ 293	\$ (79)	\$ 912
Deduct: Transfer to Contingency Reserve	500	68	—	568
Profit (Loss)	\$ 198	\$ 225	\$ (79)	\$ 344

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

État des revenus et des dépenses par régions pour l'année terminée le 31 mars 1973

(en milliers de dollars)

	<u>T.N.-O.</u>	<u>Yukon</u>	<u>Autres</u>	<u>Total</u>
Recettes:				
Ventes de courant	8,156	3,035	229	11,420
Ventes de chaleur	1,226	—	356	1,582
Revenus provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation d'installations pour le compte du gouvernement du Canada et d'autres organismes				
Services d'eau et d'égout	672	84	27	783
Intérêts	108	—	43	151
	(98)	129	(29)	2
Divers	102	16	8	126
Recettes globales	<u>10,166</u>	<u>3,264</u>	<u>634</u>	<u>14,064</u>
Dépenses:				
Frais d'exploitation et d'entretien:				
Traitements et salaires	2,096	355	302	2,753
Combustibles et lubrifiants	2,241	408	223	2,872
Amortissement	965	601	16	1,582
Centrales, y compris les améliorations	595	96	31	722
Matériaux et fournitures	226	12	17	255
Pension et logement des employés (coût net)	299	27	10	336
Voyages et transport	257	19	9	285
Dépenses relatives aux véhicules automobiles	72	13	3	88
Location de centrales, de lignes et de matériel	24	4	20	48
Télégrammes, téléphone et affranchissements	43	11	2	56
Assurances	36	5	1	42
Divers	328	108	11	447
Administration	7,182	1,659	645	9,486
Intérêt sur avances du Canda	734	190	43	967
Dépenses globales	<u>1,552</u>	<u>1,122</u>	<u>25</u>	<u>2,699</u>
	<u>9,468</u>	<u>2,971</u>	<u>713</u>	<u>13,152</u>
Revenu net (perte)	\$ 698	\$ 293	\$ (79)	\$ 912
À déduire: transfert à la réserve pour imprévus	500	68	—	568
Profit (perte)	<u>\$ 198</u>	<u>\$ 225</u>	<u>\$ (79)</u>	<u>\$ 344</u>

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

État de provenance et d'utilisation des fonds

Année terminée le 31 mars 1973

(avec chiffres correspondants pour l'année terminée le 31 mars 1972)

Provenance des fonds:

Exploitation:

Revenu net de l'année

Ajouter l'amortissement ne se

rapportant pas à un déboursé courant

Avances du Canada

Intérêt couru sur les avances du Canada

Systèmes d'énergie électrique acquis

du gouvernement des T.N.O.

Apport des consommateurs au coût des

immobilisations

Vente d'immobilisations

\$ 912,114

1,602,554

2,514,668

6,300,000

575,230

1,969,936

358,852

94,560

11,813,246

\$ 380,954

1,331,235

1,712,189

3,961,300

215,106

2,968,956

—

8,994

8,866,545

Utilisation des fonds:

Immobilisations additionnelles

Remboursement des avances du Canada

Réduction nette des dépôts des consommateurs

Charges portées à la réserve pour imprévus

Augmentation (diminution) du fonds de roulement

Fonds de roulement au début de l'année

Fonds de roulement à la fin de l'année

Les notes explicatives font partie intégrante des états financiers.

\$ 5,290,276

3,777,019

1,513,257

10,299,989

—

1,248

1,495,605

2,034,252

14,445

82,680

10,592,257

(1,725,712)

5,502,731

\$ 3,777,019

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Solde de l'excédent de revenu pour l'année terminée le 31 mars 1973
(avec chiffres correspondants pour l'année terminée le 31 mars 1972)

1972	1973	
789,743	237,910	\$
380,954	912,114	
1,170,697	1,150,024	
Transferts:		
	568,000	
498,719		
Avoir-propre équivalent		
Réserve pour imprévus		
au coût de l'extension, de		
l'expansion et de l'amélioration		
des immobilisations et finacées		
par les revenus		
434,068	137,000	
932,787	705,000	
\$ 237,910	445,024	\$
Solde à la fin de l'année		
Les notes explicatives font partie intégrante des états financiers.		

Notes explicatives des états financiers

1. La Commission reçoit des fonds d'immobilisations sous forme d'avances du Canada, portant intérêt. Le remboursement du capital et des intérêts se fait annuellement et est réparti sur la durée économique prévue d'une immobilisation, période qui dure de 10 à 40 ans. Au cours de l'exercice 1973-1974, la Commission versera la somme de \$1,299,000 sur le capital de ces prêts.
2. Les avances comprennent \$50,000 pour l'enquête des projets.
3. La Commission administre des prêts, qui s'élevaient à \$221,363,298 au 31 mars 1973, consentis par le gouvernement canadien conformément aux accords intervenus en vertu de la Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique.
3. Les dépenses pour l'exercice 1972-1973 comprenaient des traitements de \$134,075 versés aux six têtes dirigeantes de la Commission. Les trois membres de la Commission ne reçoivent aucune rémunération.

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

État des revenus et des dépenses pour l'année terminée le 31 mars 1973
(avec chiffres correspondants pour l'année terminée le 31 mars 1972)

1973	1972
Recettes:	
Ventes de courant	\$ 9,014,167
Ventes de chaleur	\$ 1,585,480
Revenus provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation d'installations pour le compte du gouvernement du Canada et d'autres organismes	1,482,102
Services d'eau et d'égout	147,622
Intérêts	93,035
Divers	93,824
	12,416,230
Dépenses:	
Frais d'exploitation et d'entretien:	
Traitement et salaires	2,752,771
Combustibles et lubrifiants	2,872,033
Amortissement	1,582,481
Centrales, y compris les améliorations	721,440
Pension et logement des employés (coût net)	336,403
Voyages et transport	284,792
Matériaux et fournitures	255,226
Dépenses relatives aux véhicules automobiles	87,621
Télégrammes, téléphone et affranchissements	56,053
Location de centrales, de lignes et de matériel	47,713
Assurances	42,475
Divers	447,458
	243,631
	8,191,986
Administration et services techniques:	
Salaires	1,253,750
Location de locaux	86,977
Frais divers de bureau, y compris l'amortissement de \$20,073	301,675
	228,546
	1,565,657
Moins: les sommes portées au compte des immobilisations et les projets recouvrables	893,200
	556,291
Intérêt sur avances du Canada	2,698,853
	2,833,924
Revenu net	\$ 380,954

Les notes explicatives font partie intégrante des états financiers.

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN
(Créée par la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien)

Bilan au 31 mars 1973
(avec chiffres correspondants au 31 mars 1972)

	<u>Actif</u>	<u>Passif</u>
	<u>1973</u>	<u>1972</u>
Disponibilités:		
Encaisse	\$ 110,316	\$ —
Placements à court terme, au prix coûtant	850,000	—
Débiteurs — titres vendus mais non transférés	—	1,390,200
— clients	4,281,723	4,267,902
Stocks de fournitures d'entretien et d'exploitation, au prix coûtant	2,261,302	1,955,389
Total des disponibilités	<u>7,503,341</u>	<u>7,613,491</u>
Obligations gardées comme dépôts de garantie des consommateurs	<u>75,000</u>	<u>112,700</u>
Immobilisations (prix coûtant):		
Centrales électriques	48,972,433	45,776,623
Installations de transport et de distribution d'énergie	18,931,266	15,723,357
Logements du personnel, entrepôts et bâtiments divers	2,930,924	2,485,690
Matériel de communication, de transport et autre	1,573,762	1,319,889
Constructions en cours	5,108,832	3,870,764
	<u>77,517,217</u>	<u>69,176,323</u>
Moins: Amortissements cumulés	14,038,318	12,297,518
	63,478,899	56,878,805
Chauffage central, systèmes d'eau, d'égout et d'avertisseurs d'incendie	<u>11,162,588</u>	<u>10,438,175</u>
Total des immobilisations	<u>74,641,487</u>	<u>67,316,980</u>
	<u>\$ 82,219,828</u>	<u>\$ 75,043,171</u>
Exigibilités:		
Chèques émis excédant le montant de comptant en caisse	\$ —	\$ 2,114,580
Intérêts sur avances du Canada	76,641	18,000
Créanciers	1,920,726	1,571,960
Retenues des entrepreneurs	215,698	131,932
Total des exigibilités	<u>2,213,065</u>	<u>3,836,472</u>
Dépôts des consommateurs et autres garanties	<u>88,258</u>	<u>127,206</u>
Avoir-propre du Canada:		
Avances, intérêt compris (Note 1)	<u>58,111,591</u>	<u>52,731,966</u>
Surplus d'apport —		
Crédits parlementaires pour les systèmes de chauffage central, d'eau, d'égout et d'avertisseurs d'incendie	\$ 11,162,588	10,438,175
Valeur des systèmes d'énergie électrique contribué par le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et autres	<u>4,710,927</u>	<u>2,888,065</u>
	15,873,515	13,326,240
Excédent de revenu		
Réserve pour imprévus	3,573,879	3,005,880
Extension, développement et amélioration des immobilisations, financées avec les bénéfices	1,914,496	1,777,497
Solde de l'excédent de revenu	445,024	237,910
	<u>5,933,399</u>	<u>5,021,287</u>
	79,918,505	71,079,493
	<u>\$ 82,219,828</u>	<u>\$ 75,043,171</u>

Les notes explicatives font partie intégrante des états financiers.

Certifié exact:

Contrôleur

Shatin

Approuvé
Président

Elizabeth

Membre de la Commission

J'ai examiné le présent bilan ainsi que l'état des revenus et des dépenses, solde de l'excédent de revenu, et l'état de provenance et d'utilisation des fonds qui s'y rattachent et j'en ai fait rapport au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien le 29 juin 1973.

L'auditeur général intérimaire du Canada

Le D



AUDITEUR GÉNÉRAL DU CANADA

Ottawa, le 29 juin 1973

L'honorable Jean Chrétien,
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien,
Ottawa.

Monsieur le Ministre,

J'ai examiné les comptes et les états financiers de la Commission d'énergie du Nord canadien, pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1973. J'ai également passé en revue les méthodes comptables et fait procéder à toute vérification des écritures et des documents à l'appui qui me semblait être dictée par les circonstances.

En conformité de l'article 77 de la Loi sur l'administration financière, je déclare que, à mon avis:

(a) la Commission a tenu des livres de comptabilité appropriés;

(b) les états financiers de la Commission

(i) ont été préparés sur une base compatible avec celle de l'année précédente et sont en accord avec les livres de comptabilité;

(ii) dans le cas du bilan, donnent un aperçu juste et fidèle de l'état des affaires de la Commission à la fin de l'année financière, et

(iii) dans le cas du relevé des revenus et des dépenses, donnent un aperçu juste et fidèle du revenu et des dépenses de la Commission pour l'année financière, et,

(iv) dans le cas de l'état de provenance et d'utilisation des fonds, donnent un aperçu juste et fidèle de la provenance et de l'utilisation des fonds de la Commission pour l'année financière; et, à mon avis,

(c) les opérations de la Commission venues à ma connaissance étaient de la compétence de la Commission aux termes de la présente loi et toute autre loi y applicable.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de ma haute considération.

L'auditeur général intermédiaire du Canada



Baker Lake — les frères Iglook et
leur chien esquimau

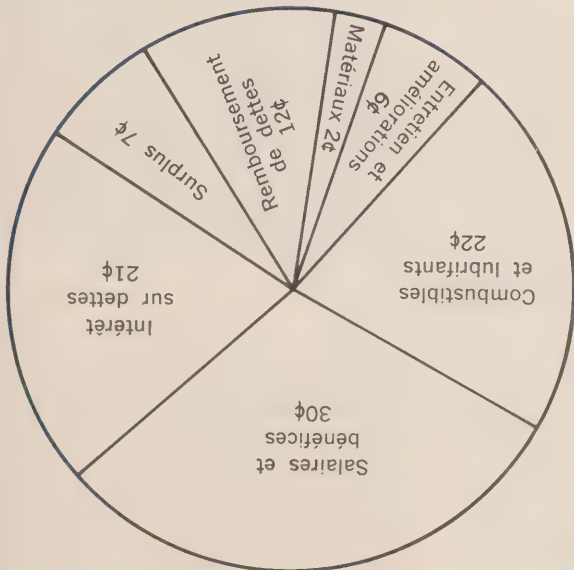


Année terminée 31 mars	1973	1972	1971	1970	1969	1968	1967	1966	1965	1964
DONNÉES GÉNÉRALES										
Nombre de centrales en exploitation	48	35	24	21	19	16	15	13	12	11
Nombre d'employés	314	315	306	290	273	271	256	250	245	203
PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE (en millions de kWh)	406	405	380	333	279	247	227	183	161	153
d'origine hydraulique	104	78	69	50	41	34	29	30	32	—
d'origine thermique	—	—	—	—	—	2	5	—	—	—
Achats	510	483	449	383	320	283	261	213	193	178
Charge de pointe nette (en millions de kW)	95	83	79	71	60	55	51	50	36	33
CHALEUR ET EAU Ventes d'énergie calorifique (en 10° BTU)	471	469	403	348	338	356	346	284	286	164
Ventes d'eau (en millions de gallons)	229	226	200	195	190	179	191	166	135	56
FINANCES (en millions de dollars)										
Revenu brut	14.1	12.4	11.1	9.7	7.5	6.6	6.0	5.3	5.0	4.2
Dépenses	8.9	7.9	8.0	6.0	4.8	4.4	4.0	3.4	3.2	2.5
Remboursement de capital	1.6	1.3	1.1	.9	.9	.7	.7	.6	.5	.5
Intérêt	2.7	2.8	2.4	1.6	1.4	1.4	1.3	.7	.8	.8
REVENU NET (perte)	.9	.4	(.4)	1.2	.4	.1	—	.6	.5	.4

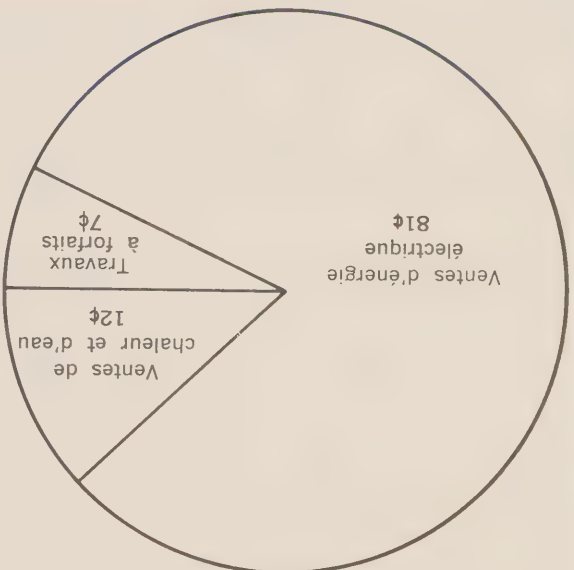
RÉPARTITION DU DOLLAR GAGNÉ

POUR L'ANNÉE TERMINÉE LE 31 MARS 1973

DESTINATION



PROVENANCE



Maquette du nouvel édifice du siège social à Edmonton.

PERSPECTIVES D'AVENIR

Lorsque le ministre de l'Agriculture, l'honorable H. A. Olson, a annoncé en juin 1972 la décision de transférer le siège social de la Commission d'Ottawa, en Ontario, à Edmonton, sur la 51^{ème} avenue, à Edmonton, et toutes les ouvertures avaient été fermées à la fin de l'exercice financier. L'immeuble est censé être terminé vers la mi-juillet 1973. L'emménagement a été prévu pour le 1^{er} août 1973. On prévoit que ce transfert améliorera considérablement les communications avec la plupart des centrales de la Commission au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, ainsi qu'avec les principaux fournisseurs, entrepreneurs et conseils.

La Commission poursuit sans relâche un programme de planification et d'enquête au sujet de divers emplacements hydrauliques en vue de répondre aux demandes croissantes d'énergie dans le Nord. Un relevé a été entrepris à Strutt Lake, sur la rivière Snare, T.N.-O., au cours de l'hiver 1972-1973. Les premiers rapports indiquent que cet emplacement pourrait produire de 13 à 18 mégawatts d'énergie hydraulique. Si l'on ajoutait cette production au réseau Yellowknife-Snare, il serait possible de réduire les fortes demandes aux installations diesel au cours des quelques prochaines années.

On continue à enquêter sur la possibilité d'installer des unités hydrauliques en forme de bulbe dans les centres de distribution de la région occidentale de la Baie d'Hudson. Ces unités se composent d'un ensemble de turbine et de générateur, installé directement dans un courant d'eau. Les unités que l'on envisage pour les régions Rankin Inlet/Baker Lake auront une capacité de 3,000 kW. D'autres expériences seront faites sur place au cours de 1973.

Au Yukon, les prévisions pour le réseau électrique de Whitehorse laissent entrevoir le besoin urgent de trouver des méthodes nouvelles pour répondre à la forte croissance de la consommation d'énergie dans cette région. Le projet hydroélectrique de la rivière Aishihik, au Yukon, a été approuvé après trois années d'étude. La construction a débuté en mai 1973 et lorsqu'elle sera terminée en décembre 1974, 30 mégawatts viendront s'ajouter au réseau de transport Whitehorse-Faro.

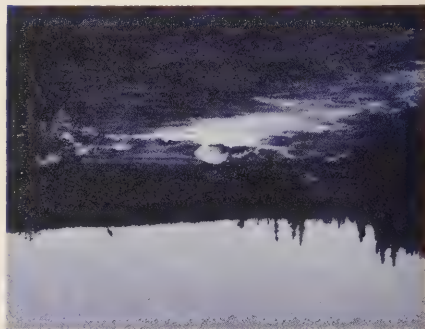
Tout en répondant aux besoins en énergie du Nord, la Commission s'efforce de préserver la qualité de l'environnement. Elle à et continuera d'orienter ses efforts dans un esprit de respect et de compréhension des ressources, de la population et de l'environnement du Nord.

LOI SUR LA MISE EN VALEUR DE L'ÉNERGIE DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE

En vertu de Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique, la Commission attribue les prêts consentis par le gouvernement du Canada aux gouvernements des provinces de l'Atlantique pendant l'année. L'année dernière le montant disponible pour le financement des projets d'imménagement autorisés avant le 1^{er} avril 1972 était de \$3,500,000 et les commissions provinciales de l'énergie ont versé au gouvernement du Canada une somme d'amortissement de \$16,060,000, qui représente le remboursement des prêts échus le 31 mars 1973 et concernant les travaux d'aménagement terminés à cette date. Le solde des avances à recouvrer le 31 mars 1973 était de \$221,363,000.

Les travaux de planification pour de nouvelles centrales hydro-électrique continuent à l'année longue.

Tronka-Chua Gap à la source de la rivière Talston, T.N.-O.



Forage en hiver sur la rivière Great Bear, T.N.-O.



La rivière Snare au lac Judd près du lac Strutt, T.N.-O.



Des experts du département de l'environnement du service des pêches, examinant un ombre de la rivière Snare.



dernier, principalement en raison de la diminution des travaux à forfait pour le compte des gouvernements territoriaux.

La production brute d'énergie électrique pendant l'année s'est élevée à 510 millions kWh. Les charges maximums totalisaient 95,000 kW, soit 70% de la capacité totale de production thermique et hydraulique de 135,000 kW. À la fin de l'année, la capacité hydraulique était de 57,000 kW et la capacité thermique (diesel, gaz et vapeur) était de 78,000 kW.

Les dépenses d'exploitation des centrales, à \$9,486,000 excédèrent de \$1,294,000 (16%) celles de 1971 - 1972. De ce montant, \$1,113,000 se rapporte au coût accru de l'exploitation, pendant une année entière, des centrales dont on a pris la charge en 1971-72 et au coût d'exploitation des centrales acquises en 1972-1973. Le solde de l'augmentation de \$181,000 était de moins de trois pour cent supérieur à celui de l'an dernier, et par rapport aux augmentations normales de salaires et autres frais d'exploitation, il a été compensé partiellement par des économies résultant d'une efficacité accrue du fonctionnement.

Les frais d'administration comprennent le coût des bureaux centraux à Edmonton et à Ottawa, ainsi que des bureaux régionaux à Whitehorse et à Yellowknife. L'augmentation de \$294,000 du coût total par rapport à l'année précédente est attribuable à l'augmentation normale des déboursés, ainsi qu'aux dépenses supplémentaires occasionnées par la croissance du système et de l'amélioration générale de l'administration de la Commission.

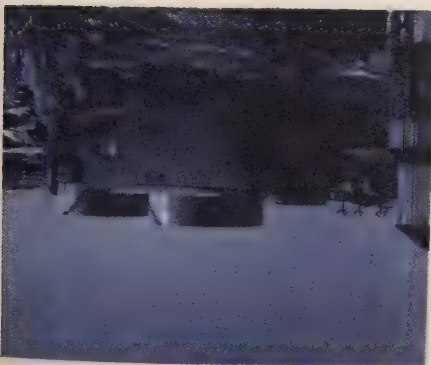
En raison de la croissance rapide du nombre de centrales à administrer, on a augmenté au cours de l'année le personnel du bureau régional des T.N.-O. à Yellowknife afin de procurer l'aide technique et administrative requise par cette croissance. Les surveillants de l'entretien électrique, mécanique et des lignes, de même que plusieurs ingénieurs ont été affectés au bureau régional et se sont vu confier la responsabilité de la planification et de coordination de leurs programmes annuels d'entretien respectifs dans les centrales de la Commission dans les Territoires du Nord-Ouest ainsi que l'exécution de certains projets de construction. Les bureaux régionaux ont vu leur autorité s'accroître par rapport à l'exploitation dans leurs régions et de concert avec les bureaux du gouvernement des Territoires.

Des intérêts d'un montant de \$2,699,000 ont été versés au Canada sur les avances reçues pour frais d'immobilisation. L'amortissement pour l'année a été de \$1,582,000. De cette somme, \$1,449,000 représentait le remboursement au Canada d'avances de capital d'immobilisation.

L'actif immobilisé, qui s'établissait à \$77,517,000, s'est accru de \$8,341,000 depuis 1972. De ce chiffre, environ \$3.2 millions de dollars sont allés aux centrales, \$3.2 millions aux systèmes de transport et distribution d'énergie, \$445,000 aux bâtiments et \$254,000 au matériel de communication, de transport et autre. La valeur des travaux en chantier a augmenté de \$1,238,000. Du chiffre de l'accroissement total, quelque \$1,970,000 représentent la valeur des centrales acquises des Territoires du Nord-Ouest.

La Commission a pour principe de garder une réserve pour les imprévus qui s'élève à 6% du coût de l'actif immobilisé. Le fonds de réserve était de \$3,574,000 au 31 mars 1973, après le transfert de \$568,000 de bénéfices retenus au cours de l'année. À mesure que les bénéfices le permettront, d'autres transferts s'effectueront selon le même principe.

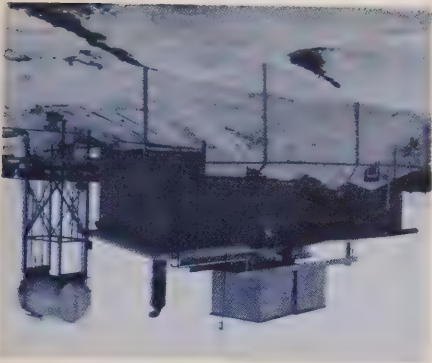
Centrales de CENC au T.N.-O.



Inuvik



Nahanni Butte



Norman Wells

Norman Wells, Chesterfield Inlet et Spence Bay, T.N.-O. En outre, un réservoir qui sera installé en 1974 a été acheté pour Baker Lake, T.N.-O. On a également procédé à la construction et à l'amélioration de facilités d'emmagasinement de combustibles dans plusieurs centrales.

L'aménagement d'un entrepôt régional qui devait être terminé pour le printemps 1973 s'est poursuivi afin d'éliminer le double emploi d'entrepôts de matériaux et de pièces de rechange dans un grand nombre de centrales diesel-électriques semblables dans tous les Territoires du Nord-Ouest. La direction de cet entrepôt sera confiée au bureau régional des T.N.-O.

Un nouvel immeuble à bureaux, avec espace d'entreposage et garage, a été construit à Mayo, Yukon, avec installation de commande à distance pour la centrale hydro-électrique de Mayo, que l'on se propose de terminer en 1973. En outre, le local des employés qui était ci-devant situé sur l'emplacement de la centrale hydraulique, a été transporté dans la ville de Mayo dans le cadre du projet de commande à distance de la centrale de Mayo, afin de placer les employés non mariés dans un milieu communautaire.

La négociation collective avec l'Alliance de la Fonction publique du Canada qui représente le personnel d'exploitation (non de surveillance) de toutes les centrales de la Commission s'est poursuivie au cours de l'année. Une convention à effet rétro-actif a été signée le 15 novembre 1972 et restera en vigueur jusqu'au 24 septembre 1974. Cette convention précise les modalités et conditions d'emploi par rapport à la rémunération, les heures de travail, les avantages sociaux et les conditions générales de travail de tous les employés inclus dans la convention, de même que les mesures à prendre pour assurer la sécurité et la santé de chacun des employés.

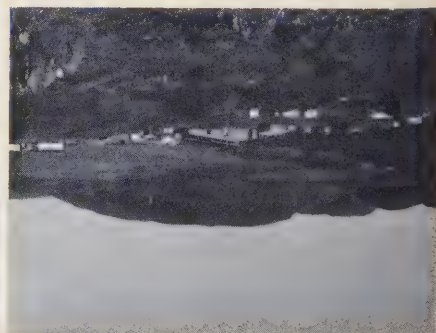
A compter du 31 mars 1973, la Commission a employé 214 personnes, en plus du personnel des bureaux d'Ottawa et d'Edmonton, dans les diverses activités de son exploitation et dans deux bureaux régionaux. De ce nombre, 55 employés sont originaires du Nord et on considère que 85 autres sont des résidents du Nord, y ayant passé cinq ans ou plus.

En octobre 1972, M. Chester F. Prevey, secrétaire de la Commission, a pris sa retraite après 34 années au service public. La croissance de la Commission et son volume accru d'affaires ont donné un revenu net de \$912,000 pour l'année, comme on peut le voir à l'état des recettes et des dépenses, en page 13.

Les recettes totales pour l'année se chiffrent à \$14,064,000, un accroissement de \$1,648,000 (13%) par rapport à l'année précédente. La vente d'électricité a rapporté \$11,420,000, une augmentation de \$2,406,000 (27%) par rapport à 1971-1972. De ce chiffre, la croissance normale du réseau a rapporté \$1,067,000 (13%) de plus que l'année précédente, les plus fortes augmentations ayant été relevées à Inuvik, Yellowknife et Whitehorse. Le solde de l'accroissement de \$1,339,000 représentait les recettes accrues de l'exploitation pendant une année complète des 11 centrales acquises en 1971-1972, et les recettes des 14 autres centrales dont la Commission a pris la charge dans les Territoires du Nord-Ouest en 1972-1973.

La vente d'énergie calorifique a rapporté \$1,582,000, chiffre sensiblement le même que l'an dernier. La croissance de la charge normale a été compensée par les ventes réduites attribuées à un hiver plus doux. Les recettes de la construction, de l'entretien et de l'exploitation des installations se chiffrent à \$783,000; elles ont diminué de \$699,000 par rapport à l'an

Cape Dorset, T.N.-O.



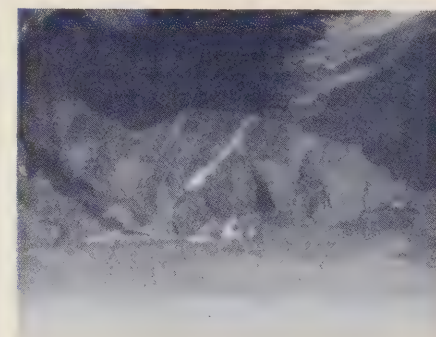
Un agrandissement de la centrale d'Inuvik, T.N.-O.



Monteur dangereusement perché.



Paysage montagneux — Broughton Island, T.N.-O.



La croissance soutenue de la Commission qui a débuté en 1971 s'est continuée au cours de l'année pour ce qui est du nombre total des centrales d'énergie électrique. La Commission a accepté de se charger de la production et de la distribution d'énergie électrique dans 14 autres localités qui étaient ci-devant alimentées par le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. Ce programme d'expansion rapide comprenait l'acquisition des centrales d'énergie électrique à Arctic Red River, Coral Harbour, Repulse Bay, Pangnirtung, Broughton Island, Lake Harbour, Sachs Harbour, Igloodik et Hall Beach, T.N.-O. en avril 1972, et à Aklavik, Wrigley, Fort Liard, Jean Marie River et Nahanni Butte, T.N.-O. en janvier 1973. Les services d'aide technique et administrative à ces centrales de moindre importance ont été confiés à plusieurs plus grandes centrales à proximité de chaque localité, soit Inuvik, Frobisher Bay, Rankin Inlet et Fort Simpson, T.N.-O.

Un des principaux projets complétés au cours de l'année a été la mise en service en novembre 1972 d'une ligne de haute tension de 69 kv. Elle s'étend sur 80 milles, entre Inuvik et Tuktoyaktuk, T.N.-O. Des stations auxiliaires ont été installées et des raccords de 4.16 kv ont été posés à chaque bout de la ligne. La centrale diesel de Tuktoyaktuk a été placée en réserve et l'énergie a été fournie à la localité par la centrale plus puissante d'Inuvik.

Par suite de l'acquisition de 14 centrales d'énergie administrées auparavant par le gouvernement des T.N.-O., la Commission a installé 17 nouvelles génératrices diesel-électriques au cours de l'exercice 1972-1973. Leur puissance variait entre 100 et 1,000 kW et ajoutait un total de 6,400 kW supplémentaires à la capacité totale. De nouvelles centrales d'énergie ont été construites à Fort Simpson et à Rankin Inlet, T.N.-O. en prévision de l'augmentation de la consommation d'électricité dans chacune de ces localités au cours des prochaines années, par suite de la construction de la route du MacKenzie et du transfert des bureaux administratifs du T.N.-O. de Churchill, Manitoba à Rankin Inlet, T.N.-O. En plus de nouvelles centrales, la puissance de celle de Fort Simpson a été augmentée de 1,000 kW et de celle de Rankin Inlet de 1,300 kW. On a également accru la puissance des centrales de Fort McPherson, Aklavik, Norman Wells, Tuktoyaktuk, Coral Harbour, Repulse Bay, Pangnirtung, Whale Cove, Eskimo Point, Cape Dorset, Broughton Island, Lake Harbour, Holman et Igloodik, T.N.-O.

En prévision de l'installation en 1973 de nouvelles centrales diesel-électriques pour l'énergie de pointe et de réserve, on a agrandi la centrale diesel Jackfish à Yellowknife au cours de l'année. L'aménagement d'une génératrice d'eau chaude de 90 millions de BTU à l'heure à la nouvelle centrale d'Inuvik pour augmenter la capacité du système central de chauffage de cette localité s'est poursuivi tel que prévu au cours de l'année. À la fin de l'année fiscale, il ne restait plus que l'inspection finale des raccordements de tuyauterie et le calibrage des instruments. Sept nouvelles habitations ont été construites à Yellowknife, Fort McPherson, Norman Wells, et Rankin Inlet, dans les Territoires du Nord-Ouest, et à Mayo et Dawson, au Yukon. On a fait l'achat et l'installation de nouveaux réservoirs de combustible à Yellowknife, Fort Simpson, Cambridge Bay,

Barrage sur le lac Mayo, T.Y.



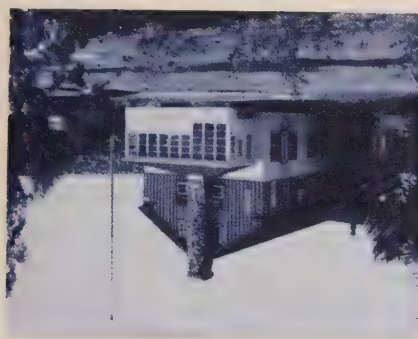
en cours de réparations



réparations achevées



Les rapides Whitehorse — la digue et le déversoir



Rapids
Résidence des employés à Snare

MEMBRES
COMITÉ EXÉCUTIF
CADRES SUPÉRIEURS

Membres de la Commission	
—	H. Basil Robinson
—	Joseph F. Parkinson
—	A. Digby Hunt
—	membre
—	membre
Membres du comité exécutif	
—	J. M. Lowe
—	A. Watkiss
—	B. G. Christie
—	J. Long
—	G. Olson
—	C. F. Prevey
—	secrétaire (retraité en octobre, 1972)
—	directeur général
—	adjoint, exploitation
—	directeur général
—	adjoint, services techniques
—	directeur projets spéciaux
—	secrétaire (retraité en octobre, 1972)
Cadres supérieurs	
Siège social	
—	T. A. Stott
—	J. H. Reynolds
—	A. H. Todd
—	P. S. Boyle
Bureaux régionaux	
—	F. L. Mooney
—	A. O. Jones
—	directeur régional, Yukon
—	directeur régional, T.N.-O.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (chap. 42, 4-5, Elisabeth II).

La Commission s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. À ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics et des réseaux de distribution et à exploiter ces installations dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et même ailleurs au Canada sous réserve de l'approbation du gouverneur général en conseil.

La Loi exige que chacune des entreprises exploitées par la Commission soit financièrement autonome. Par conséquent, les tarifs des services publics qu'elle fournit doivent lui permettre d'acquitter l'intérêt sur les placements, de rembourser le capital au cours de la période correspondant à la durée prévue d'exploitation des entreprises, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification de l'auditeur général du Canada.

RÉGIONS DESSERVIES

Electricité

Production, transport, distribution d'énergie électrique dans les localités suivantes:

Territoires du Nord-Ouest: Aklavik, Arctic Red River, Baker Lake, Broughton Island, Cambridge, Bay, Cape Dorset, Chesterfield Inlet, Coppermine, Coral Harbour, Detah, Edzo, Eskimo Point, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Laird, Fort Norman, Fort McPherson, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Frobisher Bay, Gjoa Haven, Hall Beach, Holman, Igloodik Inuvik, Jean Marie River, Lake Harbour, Nahanni Butte, Norman Wells, Pangnirtung, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Rankin Inlet, Repulse Bay, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Whale Cove, Wrigley, Yellowknife.

Colombie-Britannique: Field,

Ontario: Moose Factory

Chauffage central

Production et distribution d'énergie calorifique à Inuvik et Frobisher Bay, dans les Territoires du Nord-Ouest et à Moose Factory, en Ontario.

Eau et égout

Inuvik et Frobisher Bay, dans les Territoires du Nord-Ouest; Moose Factory, en Ontario, et Dawson City, au Yukon.

Travaux à forfait

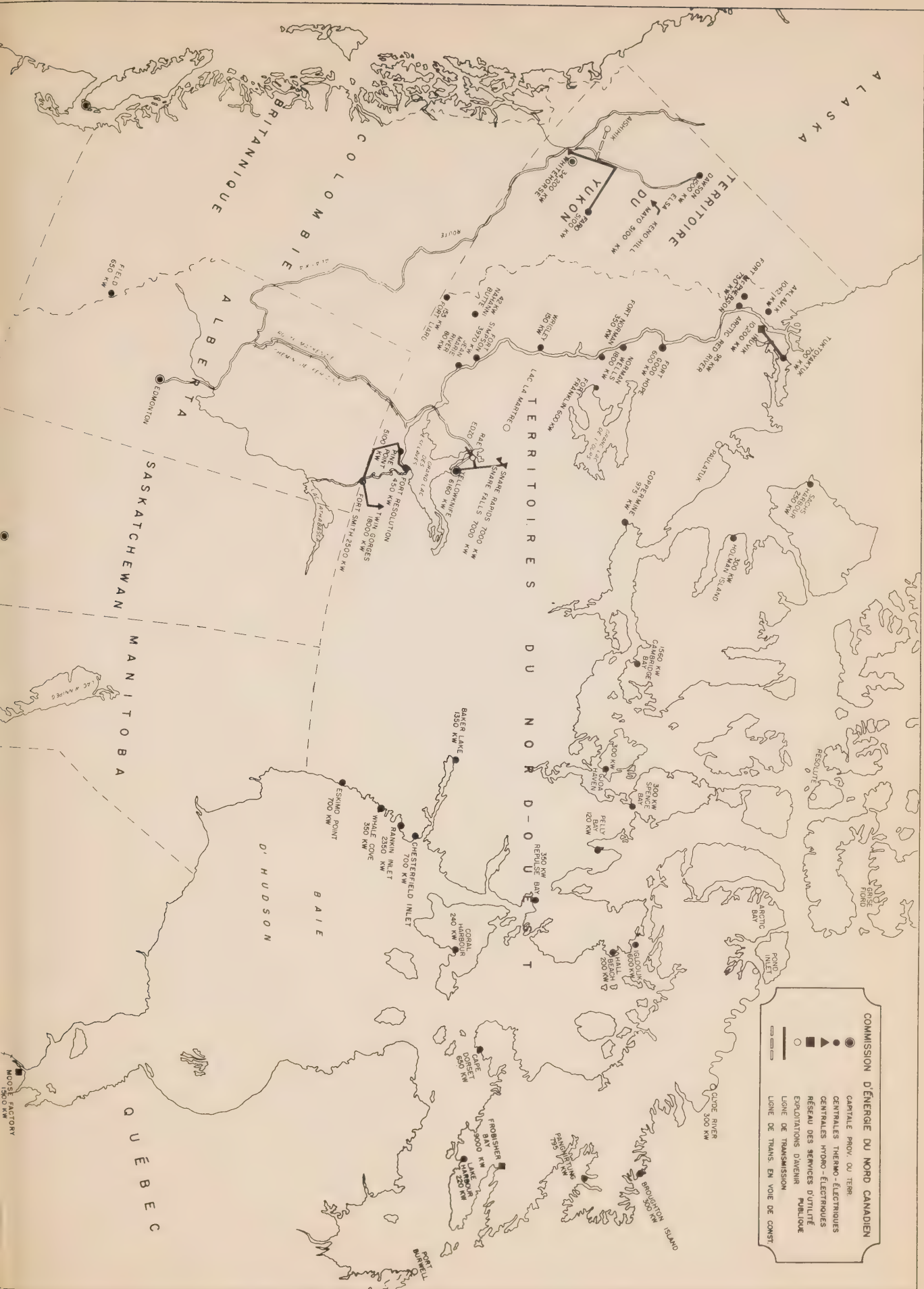
La Commission a exploité la centrale d'énergie électrique d'Aklavik jusqu'au 31 décembre 1972 et les stations de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ainsi que les services d'eau et d'égout de Dawson City pour le gouvernement du Territoire du Yukon. De plus, la Commission a fourni des services d'électricité et de mécanique, effectuant notamment des travaux d'aménagement et de construction à divers emplacements, pour des ministères et d'autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

TABLE DES MATIÈRES

Fonctions et pouvoirs de la Commission	2
Régions desservies	2
Membres, comité exécutif, cadres supérieurs	3
Bilan de l'année 1972-1973	4-6
Perspectives d'avenir	7
Mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique	7
Rapport de l'auditeur général	11
Etats financiers	12-15
Résumé statistique — Période de 10 ans	9
Etat des recettes et des dépenses par régions	16

PAGE COUVERTURE

Les chutes Otter sur la rivière Aishihik au Yukon. Afin de subvenir aux besoins toujours grandissant de la population et des industries au Yukon, la Commission construit sur la rivière Aishihik une nouvelle centrale hydro-électrique. La construction prévoit la conservation naturelle de ces chutes qui sont renommées pour leurs attractions touristiques ainsi que leur duplica sur l'ancien billet de cinq dollars.



COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

● CARTES PROV. DU TERR.
▲ CENTRALES HYDRO-ÉLECTRIQUES
■ CENTRALES THERMO-ÉLECTRIQUES
○ RÉSEAU DES SERVICES D'UTILITÉ PUBLIQUE
— EXPLOITATIONS D'AMÉRIQUE
— LIGNE DE TRANSMISSION
— LIGNE DE TRANS. EN VOIE DE CONSTR.

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN



25e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1973

Canada
NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Commission
Publications

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

56
26th ANNUAL REVIEW

Year ended 31 March 1974

26e REVUE ANNUELLE

**Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1974**





TABLE OF CONTENTS

Business of the Commission	2
Areas Served	3
Commission Members, Executive, and Regional Offices	4
Review of Operations for 1973-74	5 - 15
Planning for the Future	15 - 17
Atlantic Provinces Power Development	18
Report of the Auditor General	8
Financial Statements	9 - 13
Operating Statistics - 10 year period	19
Income and Expense by Region	20

TABLE DES MATIERES

Fonctions et pouvoirs de la Commission	2
Régions desservies	3
Membres, exécutif, bureaux régionaux	4
Bilan de l'année 1973-74	5 - 15
Perspectives d'avenir	15 - 17
Mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique	18
Rapport de l'auditeur général	8
Etats financiers	9 - 13
Résumé statistique - Période de 10 ans ..	19
Etat des recettes et des dépenses par régions	20

COVER

Headwaters of the Taltson River at Tronka-chua Gap. The Commission has an 18 MW plant on the river and plans are under way to add a duplicate plant to serve growing energy requirements in the Fort Smith/Pine Point/Hay River areas.

PAGE COUVERTURE

Tronka-chua Gap à la source de la rivière Taltson. La Commission exploite une centrale de 18 mW sur la rivière et on prévoit la construction d'une centrale de la même grosseur afin de servir les besoins toujours grandissants des communautés à Fort Smith, Pine Point et Hay River.

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act, Chapter 42, 4-5 Elizabeth II. It is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories.

The Commission is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants and distribution systems, and operate public utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

It is a requirement of the Authorizing Act that projects undertaken by the Commission shall be self-sustaining. Consequently rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest on investment, repayment of principal over a period of years corresponding to the estimated economic life of the related projects, operating, maintenance and administrative expenses, and a contingency reserve sufficient to meet unforeseen or emergency expenditures.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (chap. 42, 4-5, Elisabeth II). La Commission est le principal producteur d'électricité au nord du 60ième parallèle et exploite les réseaux principaux de ligne de haute tension au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

La Commission s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics et des réseaux de distribution et à exploiter ces installations dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et même ailleurs au Canada sous réserve de l'approbation du gouverneur général en conseil.

La Loi exige que chacune des entreprises exploitées par la Commission soit financièrement autonome. Par conséquent, les tarifs des services publics qu'elle fournit doivent lui permettre d'acquitter l'intérêt sur les placements, de rembourser le capital au cours de la période correspondant à la durée prévue d'exploitation des entreprises, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification de l'auditeur général du Canada.



Whitehorse Rapids hydro plant

**La centrale hydro-électrique à
Whitehorse**

AREAS SERVED**REGIONS DESSERVIES****ELECTRICITY**

Generation, transmission and/or distribution of electricity at:

Northwest Territories:

Aklavik, Arctic Red River, Baker Lake, Broughton Island, Cambridge Bay, Cape Dorset, Chesterfield Inlet, Clyde River, Coppermine, Coral Harbour, Detah, Edzo, Eskimo Point, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort Norman, Fort McPherson, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Frobisher Bay, Gjoa Haven, Hall Beach, Holman, Igloodik, Inuvik, Jean Marie River, Lake Harbour, Nahanni Butte, Norman Wells, Pangnirtung, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Rankin Inlet, Repulse Bay, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Whale Cove, Wrigley, Yellowknife.

Yukon Territory:

Dawson City, Elsa, Faro, Mayo, Whitehorse.

British Columbia:**Ontario:**

Moose Factory.

ELECTRICITE

Production, transport, distribution d'énergie électrique à:

Territoires du Nord-Ouest:**Territoire du Yukon:****Colombie-Britannique:**

Field.

Ontario:**CENTRAL HEATING**

Generation and distribution of heat at:

Northwest Territories:

Inuvik, Frobisher Bay.

Ontario:

Moose Factory.

CHAUFFAGE CENTRAL

Production et distribution d'énergie calorifique à:

Territoires du Nord-Ouest:**Ontario:****WATER AND SEWERAGE****Northwest Territories:**

Inuvik, Frobisher Bay.

Yukon Territory:

Dawson City.

Ontario:

Moose Factory.

EAU ET EGOUT**Territoires du Nord-Ouest:****Territoire du Yukon:****Ontario:****CONTRACT WORK**

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories, and the water and sewerage services at Dawson for the Yukon Territorial Government. In addition, the Commission provided electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

TRAVAUX A FORFAIT

La Commission exploite les stations de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ainsi que les services d'eau et d'égout de Dawson City pour le gouvernement du Territoire du Yukon. De plus, la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, effectuant notamment des travaux d'aménagement et de construction à divers emplacements, pour des ministères et d'autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Head Office:

7909 - 51 Avenue, Edmonton
P.O. Box 5700, Station L
Edmonton, T6C 4J8

Members of the Commission

H. Basil Robinson	— chairman
Joseph F. Parkinson	— member
A. Digby Hunt	— member

Executive

H. Basil Robinson	— chairman
John M. Lowe	— general manager
Bruce G. Christie	— assistant general manager, operations
Joseph Long	assistant general manager, technical services
George Olson	— manager, special projects
Albert Watkiss	— comptroller

Regional offices

Frank L. Mooney	— regional manager, Yukon Territory P.O. Box 4278 Whitehorse, Y.T.
Andrew O. Jones	— regional manager, N.W.T. P.O. Box 1860 Yellowknife, N.W.T. XOE 1H0

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

Siège social:

7909, 51^{ème} avenue, Edmonton
C.P. 5700, Station L
Edmonton, T6C 4J8

Membres

H. Basil Robinson	— président
Joseph F. Parkinson	— membre
A. Digby Hunt	— membre

Exécutif

H. Basil Robinson	— président
John M. Lowe	— directeur général
Bruce G. Christie	— directeur général adjoint, exploitation
Joseph Long	— directeur général adjoint, services techniques
George Olson	— directeur, projets spéciaux
Albert Watkiss	— contrôleur

Bureaux régionaux

Frank L. Mooney	— directeur régional, Yukon C.P. 4278 Whitehorse, T.Y.
Andrew O. Jones	— directeur régional, T.N.-O. C.P. 1860 Yellowknife, T.N.-O. XOE 1H0



Indian village on Aishihik Lake. The Commission plans to improve the shoreline to stop erosion, and build a boat landing for the village.

Le village indien sur le lac Aishihik. La Commission prévoit l'amélioration de la rive pour mettre fin à l'érosion du sol et la construction d'un quai à l'usage des habitants.

REVIEW OF OPERATIONS 1973-74

The Commission continued to expand its operations, adding two plants to its system during the fiscal year 1973-74. In April, 1973, the responsibility for electrical generation and distribution in the community of Clyde River was transferred to the Commission from the N.W.T. Government; and in December, 1973 with the installation of a new generation and distribution system the community of Paulatuk received electrical service for the first time. Operation of each of these plants is handled through contract arrangements within the communities, with technical and administrative responsibility assigned to the Commission personnel in Frobisher Bay and Inuvik respectively. At the end of the fiscal year, the Commission operated 50 electric generating plants throughout the Yukon Territory and

SNARE FORKS:



Mechanical crew Equipe de mécaniciens



**Construction equipment and warehouse
Outillage de construction et entrepôt**

BILAN DE L'ANNEE 1973-74

La Commission a continué d'étendre ses opérations, en ajoutant à son système, deux nouvelles centrales au cours de l'année fiscale 1973-74. En avril 1973, la Commission a assumé la responsabilité de la production et de la distribution d'énergie électrique dans la localité de Clyde River, responsabilité qui au préalable, était celle du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest; et en décembre 1973, la localité de Paulatuk, pour la première fois, bénéficiait du service de l'électricité, grâce à l'installation d'un nouveau système de production et de distribution d'énergie électrique. Chacune de ces centrales opère au moyen de marchés de service négociés avec des particuliers, et le personnel de la Commission, respectivement à Frobisher Bay et à Inuvik, assume la responsabilité technique et administrative. A la fin de l'année fiscale, la Commission exploitait 50 centrales génératrices d'électricité à travers les Territoires du Yukon et du Nord-Ouest, ainsi qu'à Field, Colombie-britannique, et à Moose Factory, en Ontario, desservant ainsi un total de 54 localités.

L'acquisition d'un bon nombre de centrales depuis les trois dernières années, de même que l'accroissement incessant des besoins dans toutes les régions desservies par la Commission, ont nécessité l'installation supplémentaire d'une capacité diesel-électrique de 15, 100 kW, soit 29 unités distribuées dans 22 centrales. Les unités varient en capacité de 150 kW jusqu'à 800 kW. Afin d'installer un certain nombre de ces unités, de nouvelles centrales furent bâties, à Igloodik, Hall Beach, Wrigley et Tuktoyaktuk, tandis que les centrales de Cape Dorset, Broughton Island et Fort Simpson, T.N.-O. furent agrandies. A Whitehorse, trois unités (modèle mobile) de 800 kW, furent installées, afin de faciliter un



**Air-trac drilling rig
Une tour de forage en service.**

the Northwest Territories, at Field, B.C. and Moose Factory, Ontario, serving a total of 54 communities.

The acquisition of a large number of plants over the past three years, together with continued growth in all areas serviced by the Commission, necessitated the installation of an additional 15,100 KW of diesel-electric capacity consisting of 29 units in 22 plants. The units ranged in size from 150 KW to 800 KW. To accommodate a number of these units, new powerhouses were built at Igloodik, Hall Beach, Wrigley, and Tuktoyaktuk, N.W.T., while extensions to existing powerhouses were constructed at Cape Dorset, Broughton Island, and Ft. Simpson, N.W.T. At Whitehorse, Y.T., three 800 KW units were installed in modular type enclosures to facilitate ease of relocation following commissioning of additional hydro capacity scheduled for December, 1974.

With increased diesel generation throughout the North, at 14 plants it was necessary to add fuel storage capacity. Added tankage will range in size from 5,000 gallons at Tuktoyaktuk, N.W.T. to 2,000,000 gallons at Inuvik, N.W.T. Considerable progress was made in providing satisfactory fuel transfer facilities at a number of smaller locations so as to separate Commission facilities from common systems within the communities.

The past year saw the completion of a remote control system for the Mayo hydro plant, enabling operation of the plant from the office in the town of Mayo, some five miles distant. The system contains provision for ultimate control of the plant from Whitehorse as the Yukon transmission grid is further developed. Rehabilitation of the Mayo Lake Storage Dam which was constructed in 1952 was completed during the year.

**Loading a Rolligon tractor-trailer
for use in muskeg and swamp
Le Rolligon servira de moyen de
transport dans les marécages**



transfert lorsqu'une plus grande capacité hydraulique sera mise en service, ce qui devrait se faire en décembre prochain.

A cause de l'augmentation de la production diesel à travers tout le Nord, il fut nécessaire d'agrandir l'espace d'entreposage du combustible dans 14 centrales. La capacité additionnelle de réservoir variera de 5,000 gallons à Tuktoyaktuk, T.N.-O. à 2,000,000 gallons à Inuvik, T.N.-O.

Afin de permettre une démarcation entre les facilités de la Commission et celles des systèmes communs existants dans les diverses communautés, des progrès considérables furent accomplis en établissant dans un certain nombre de plus petites localités, des facilités de transfert de combustible.

L'année qui vient de se terminer fut témoin de l'achèvement d'un système de commande à distance pour la centrale hydro-électrique de Mayo, permettant ainsi l'opération de la centrale du bureau, situé dans la municipalité de Mayo, à une distance de 5 milles. Le système a été conçu de façon à être opéré directement de la centrale de Whitehorse, lorsque le réseau de transport du Yukon sera exploité. La réhabilitation de la digue d'entreposage du lac Mayo, construite en 1952, fut complétée durant l'année.

Afin d'assurer aux employés de la Commission un logement adéquat, en particulier aux centrales récemment récupérées par la Commission, on y a installé des logis ou des remorques affectés au personnel, à Rankin Inlet, Coral Harbour, Resolute, Yellowknife, Gjoa Haven, Spence Bay, Holman et Pelly Bay, dans les Territoires du Nord-Ouest. Les remorques serviront de logement transitoire aux employés qui voyagent de localité en localité afin de procurer l'aide technique et administrative requise dans ces localités, qui n'ont pas d'hôtels. On a pourvu, durant l'année, plus d'espace d'entreposage à Yellowknife, Eskimo Point, Clyde, Spence Bay, Holman, Gjoa Haven, Pangnirtung, Repulse Bay, Fort Franklin, Baker Lake, Norman Wells, Fort Liard, Sachs Harbour, Broughton Island et Cape Dorset.

Le projet majeur de construction en cours pendant l'année fut le développement hydro-électrique de 30 mW à Aishihik, lequel débuta en mai 1973 et dont l'achèvement est prévu pour décembre prochain. Une fois ce projet terminé, on sera en mesure de fournir une capacité hydro-électrique plus considérable au réseau de transport Whitehorse-Faro, dans le Territoire du Yukon, présentement desservi de Whitehorse, grâce à une combinaison de pro-

In order to provide suitable accommodation for Commission employees, particularly at plants recently taken over by the Commission, staff houses or trailer units were installed in Rankin Inlet, Coral Harbour, Resolute, Yellowknife, Gjoa Haven, Spence Bay, Holman and Pelly Bay, N.W.T. The trailer units serve as transient accommodation for employees travelling to communities to provide technical and administrative assistance since these communities lack alternative commercial accommodation at present. Additional warehousing was provided at Yellowknife, Eskimo Point, Clyde, Spence Bay, Holman, Gjoa Haven, Pangnirtung, Repulse Bay, Ft. Franklin, Baker Lake, Norman Wells, Ft. Liard, Sachs Harbour, Lake Harbour, Broughton Island, and Cape Dorset, N.W.T. during the year.

The principal construction project under way during the year was the 30 MW hydro-electric development at Aishihik which commenced in May, 1973 and is scheduled for completion in December, 1974. Completion of this project will provide additional hydro capacity for the Whitehorse-Faro transmission grid in Yukon Territory which is at present serviced by a combination of hydro and diesel generation at Whitehorse. By March 31 the 320 foot vertical shaft, underground powerhouse and about half of the 4,500 foot tailrace tunnel had been excavated in bedrock. The first stage excavation of the 3½ mile canal had been completed. Clearing had commenced on the right-of-way for the 86 mile transmission line, which will follow the route of the Alaska highway and connect to the existing Whitehorse-Faro grid at Takhini.

The new head office building in Edmonton was completed in July, 1973, and this involved a major relocation for the head office staff and records. The move made necessary the development of an orderly plan of manpower adjustment, to encompass both the transfer of employees deciding to move to Edmonton, and finding suitable employment for those choosing not to move. To develop the needed plan, a Joint Manpower Adjustment Committee was formed on January 30, 1973 consisting of two employee representatives, two management representatives, an independent Chairman and a technical advisor from the Canada Manpower Consultative Service. 55 employees and their families moved from Ottawa to Edmonton in July and August 1973. By November, 1973, when the Committee was disbanded, it had successfully assisted 44 people in finding alternative employment in Ottawa.

As of March 31, 1973 the Commission employed a total of 311 persons, some 200 of these in its northern operations. Of this number, 52 employees are original native people,

(Continued on page 13)

duction hydro-diesel. Au 31 mars, le puits vertical de 320 pieds de profondeur, la centrale souterraine et environ la moitié du tunnel de fuite de 4500 pieds avaient été creusés dans le roc. La première phase d'excavation du canal de trois milles et demie a été complétée. Le déblaiement a débuté le long du droit de passage pour la ligne de haute tension de 86 milles, laquelle suivra la route de l'Alaska et se joindra au réseau actuel de Whitehorse-Faro, à Takhini.

Le nouvel édifice du siège social à Edmonton, achevé au mois de juillet 1973, a suscité un transfert majeure du personnel et de tous les dossiers. Le déménagement a nécessité le développement d'un plan méthodique pour le réajustement du personnel, comprenant le transfert des employés qui avaient décidé de se déplacer à Edmonton, et la recherche d'un emploi adéquat pour ceux qui optèrent de ne pas déménager. Afin d'élaborer le plan requis, un Comité conjoint d'ajustement de la main-d'oeuvre fut formé le 30 janvier 1973, lequel comprenait deux personnes représentant les employés, deux représentants de l'administration, un président indépendant et un aviseur technique du service consultatif du département de la Main-d'oeuvre du Canada. Cinquante-cinq employés et leurs familles ont déménagé à Edmonton en juillet et en août 1973. En novembre 1973, à sa dissolution, le comité avait aidé quelques 44 personnes à se trouver un emploi convenable à Ottawa.

Au 31 mars 1973, la Commission avait à son emploi un total de 311 employés, dont environ 200 engagés dans ses opérations du Nord. De ce nombre, 52 sont autochtones et 69 autres sont considérés comme résidents du Nord, soit parce qu'ils y sont nés, soit parce qu'ils y sont installés depuis 5 ans ou plus.

M. Tom A. Stott, ancien trésorier, a pris sa retraite après 37 années de service dans la Fonction publique, dont 25 avec la Commission. M. Louis Kazinky, opérateur hydraulique, a aussi pris sa retraite après 14 années de service, de même que M. Gordon Mersey, chef des factures, après 17 années de service et Mme Norma Smith, secrétaire au directeur-général, après 27 années de service.

L'exploitation des services continue de donner des résultats satisfaisants. Le revenu net pour l'année mentionnée dans l'état des revenus et des dépenses, se chiffre à \$354,000. Le revenue total est de \$15,604,000, ce qui signifie une augmentation de \$15,545,000 ou 11% par rapport à l'année précédente. Le revenu provenant de la vente de l'électricité est de \$13,023,000 soit une augmentation de \$1,603,000 ou 14% excédant celui de 1972-73. De cette augmentation, l'accroissement normal du réseau se chiffrait à \$1,377,000 ou

(Suite à la page 13)

AUDITOR GENERAL OF CANADA

Ottawa, June 10, 1974

The Honourable Jean Chrétien
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa

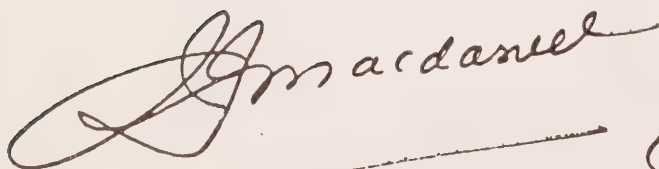
Sir,

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1974 and the statements of income and expense, balance of retained earnings and source and application of funds for the year then ended. My examination included a general review of the accounting procedures and such tests of accounting records and other supporting evidence as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion these financial statements give a true and fair view of the financial position of the Commission as at March 31, 1974 and the results of its operations and the source and application of its funds for the year then ended, in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent, except for the change in policy with respect to depreciation referred to in Note 1 to the financial statements, with that of the preceding year.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Commission, the financial statements are in agreement therewith and the transactions that have come under my notice have been within the statutory powers of the Commission.

Yours faithfully,



Auditor General of Canada

AUDITEUR GENERAL DU CANADA

Ottawa, le 10 juin 1974

L'honorable Jean Chrétien,
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien,
Ottawa.

Monsieur le Ministre,

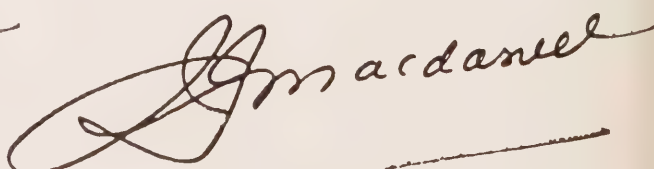
J'ai examiné le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1974 ainsi que les états des revenus et des dépenses, du solde de l'excédant de revenu ainsi que de la provenance et de l'utilisation des fonds pour l'année terminée à cette date. J'ai également passé en revue les méthodes comptables et fait procéder à toute vérification des écritures et des documents à l'appui qui me semblait être dictée par les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1974 et les résultats de ses exploitations ainsi que de la provenance et de l'utilisation de ses fonds pour l'année terminée à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus appliqués de la même façon que l'année précédente, sauf pour ce qui est de la modification de la politique ayant trait à l'amortissement dont il est question à la note relative aux états financiers.

Je déclare aussi que, à mon avis, la Commission a tenu des livres de comptabilité appropriés, que les états financiers y sont conformes et que les opérations dont j'ai eu connaissance ont été effectuées dans le cadre de ses pouvoirs statutaires.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de ma considération distinguée.

L'auditeur général du Canada



**STATEMENT OF INCOME AND EXPENSE
FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1974**

	1974	1973
Income:		
Sale of power	\$13,023,035	\$11,420,318
Sale of heat	1,644,825	1,582,090
Income arising from construction, maintenance and operation of facilities for Canada and others	436,226	782,797
Interest	251,427	61,149
Water and sewerage services	168,555	150,751
Miscellaneous	80,138	62,168
Total income	<u>15,604,206</u>	<u>14,059,273</u>
Expense:		
Operation and maintenance:		
Salaries and wages	2,803,997	2,752,771
Fuel and lubricants	3,692,783	2,872,033
Depreciation (note 1)	1,305,268	1,625,228
Plant, including improvements	965,128	721,440
Travel and removal	439,809	284,792
Employees' board and accom- modation (net)	318,652	271,960
Materials and supplies	233,542	255,226
Motor vehicles expense	124,082	87,621
Amortization of deferred charges (note 2)	76,155	—
Insurance	75,419	42,475
Telegrams, telephone and postage	64,414	56,053
Plant, line and equipment rentals	56,617	47,713
Miscellaneous	535,873	445,648
	<u>10,691,739</u>	<u>9,462,960</u>
Engineering and general administration:		
Salaries	1,589,131	1,471,492
General office expense including amortization of deferred charges of \$30,000 (note 2)	560,360	342,751
Office accommodation	64,204	86,977
Depreciation	51,089	20,073
	<u>2,264,784</u>	<u>1,921,293</u>
Less: Amounts charged to capital and recoverable projects	958,331	893,200
	<u>1,306,453</u>	<u>1,028,093</u>
Interest on advances from Canada	3,251,667	2,698,853
Total expense	<u>15,249,859</u>	<u>13,189,906</u>
Net Income	<u>\$ 354,347</u>	<u>\$ 869,367</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

**ETAT DES REVENUS ET DES DEPENSES
POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1974**

Recettes:	
Ventes de courant	
Ventes de chaleur	
Revenus provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation d'installations pour le compte du gouvernement du Canada et d'autres organismes	
Intérêts	
Services d'eau et d'égout	
Divers	
Recettes globales	
Dépenses:	
Frais d'exploitation et d'entretien:	
Traitements et salaires	
Combustibles et lubrifiants	
Amortissement (note 1)	
Centrales, y compris les améliorations	
Voyages et transport	
Pension et logement des employés (coût net)	
Matériaux et fournitures	
Dépenses relatives aux véhicules automobiles	
Amortissement des frais reportés (note 2)	
Assurances	
Télégrammes, téléphone et affranchissements	
Location de centrales, de lignes et de matériel	
Divers	
Administration et services techniques:	
Salaires	
Frais divers de bureau, y compris l'amortissement des frais reportés de \$30,000 (note 2)	
Locaux	
Amortissement	
Moins: les sommes portées au compte des immobilisations et des projets recouvrables	
Intérêt sur avances du Canada	
Dépenses globales	
Revenu net	

Les notes explicatives font partie intégrante des états financiers.

BALANCE SHEET AS AT MARCH 31, 1974

Assets	1974	1973	Actif
Current assets:			Valeurs courantes:
Cash	\$ —	\$ 110,316	Encaisse
Short-term investments, at cost	3,400,000	850,000	Placements à court terme, au prix coûtant
Accounts receivable	4,421,712	4,281,723	Débiteurs
Inventories of maintenance and operating supplies, at cost	3,040,334	2,249,462	Stocks de fournitures d'entretien et d'exploitation, au prix coûtant
Total current assets	10,862,046	7,491,501	Total des valeurs courantes
Bonds held as consumers' security deposits	75,000	75,000	Obligations gardées comme dépôts de garantie des consommateurs
Capital assets, at cost:			Immobilisations au prix coûtant:
Electric power plants	50,014,001	48,118,299	Centrales électriques
Transmission and distribution systems	19,082,136	18,393,930	Systèmes de transport et de distribution d'énergie
Other utilities	1,272,877	1,284,613	Autres systèmes de service
Staff accommodation	3,550,313	3,134,284	Logements du personnel
Warehouses, motor vehicles, general facilities	2,953,925	1,477,260	Entrepôts, véhicules, aménagements généraux
	76,873,252	72,408,386	
Less: Accumulated depreciation (note 1)	15,555,719	14,234,643	Moins: Amortissements cumulés (note 1)
	61,317,533	58,173,743	
Projects under construction	22,241,101	4,896,696	Constructions en cours
Central heating, water and sewerage and fire alarm systems	11,341,008	11,162,588	Chauffage central, systèmes d'eau, d'égout et d'avertisseurs d'incendie
Total capital assets	94,899,642	74,233,027	Total des immobilisations
Deferred charges (note 2)	342,587	223,975	Frais reportés (note 2)
	\$106,179,275	\$82,023,503	

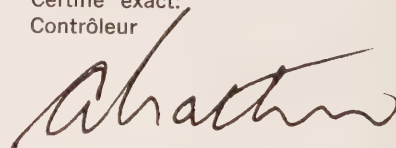
The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Les notes explicatives font partie intégrante des états financiers.

Certified correct:


Comptroller

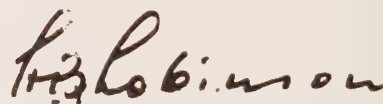
Certifié exact:
Contrôleur



Approved on behalf of the Commission:


Chairman

Approuvé au nom de la Commission:
Président



Membre de la Commission


Member



BILAN AU 31 MARS 1974

LiabilitiesPassif

	1974	1973	
Current liabilities:			Exigibilités:
Cheques issued in excess of cash on deposit	\$ 1,755,794	\$ —	Chèques émis excédant le montant de comptant en caisse
Due on advances from Canada	138,200	76,641	Intérêts sur avances du Canada
Accounts payable	6,178,912	1,920,726	Créanciers
Contractors' holdbacks	557,260	215,698	Retenues des entrepreneurs
Total current liabilities	8,630,166	2,213,065	Total des exigibilités
Consumers' and other security deposits	97,144	88,258	Dépôts des consommateurs et autres garanties
Equity of Canada:			Avoir-propre du Canada:
Advances including interest (note 3)	75,186,707	58,111,591	Avances, intérêt compris (note 3)
Contributed Surplus —			Surplus d'apport —
Parliamentary Appropriations for central heating, water and sewerage, and fire alarm systems	11,341,008	11,162,588	Crédits parlementaires pour les systèmes de chauffage central, d'eau, d'égout et d'advertisseurs d'incendie
Value of electrical systems contributed by Government of the Northwest Territories and others	4,832,829	4,710,927	Valeur des systèmes d'énergie électrique contribué par le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et autres
	16,173,837	15,873,515	
Retained Earnings —			Excédent de revenu —
Reserve for contingencies	3,938,879	3,573,879	Réserve pour imprévus
Extension, expansion and improvements of capital assets financed from earnings	2,004,496	1,914,496	Extension, développement et amélioration des immobilisations, financés avec les bénéfices
Balance of retained earnings	148,046	248,699	Solde de l'excédent de revenu
	6,091,421	5,737,074	
	97,451,965	79,722,180	
	\$106,179,275	\$82,023,503	

I have examined the above balance sheet and the related statements of income and expense, balance of retained earnings and source and application of funds and have reported thereon under date of June 10, 1974 to the Minister of Indian Affairs and Northern Development.

J'ai examiné le présent bilan ainsi que l'état des revenus et des dépenses, solde de l'excédent de revenu, et l'état de provenance et d'utilisation des fonds qui s'y rattachent et j'en ai fait rapport au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien le 10 juin 1974.

L'auditeur général du Canada

Auditor General of Canada

STATEMENT OF BALANCE OF RETAINED EARNINGS FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1974

	1974
Balance at beginning of year	
As previously reported	\$ 445,024
Prior periods' adjustments:	
Change in vehicle depreciation policy (note 1)	196,325
As restated	248,699
Net income	354,347
	603,046
Transfers to:	
Reserve for contingencies	365,000
Equity represented by extension, expansion and improvements of capital assets financed from earnings	90,000
	455,000
Balance at end of year	\$ 148,046

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS

1. Depreciation Policy

During the year the Commission changed its policy on the depreciation of motor vehicles from a straight-line basis over the life of the loans used for their acquisition to a straight-line basis over four years which resulted in a prior periods' adjustment of \$196,325 including \$42,747 relating to the year ended March 31, 1973. Accordingly the balance of retained earnings at the beginning of the year and the depreciation for the year ended March 31, 1973, have been restated to give effect to these adjustments.

2. Deferred Charges

Deferred charges represent costs of \$190,280 to relocate the head office of the Commission from Ottawa to Edmonton as well as \$152,307 on termination of project site investigations. Costs of the head office move are being amortized over 5 years and site investigation costs over 3 years. Charges to operations in the current year were \$30,000 and \$76,155 respectively.

3. Advances from Canada

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest-bearing advances from Canada. Repayments of principal and interest are made annually and are extended over the economic life of the related asset which varies from ten to forty years. During 1974-75 the Commission will pay the sum of \$1,564,000 in respect of the principal of such loans.

The amount of \$75,186,707 includes \$50,000 for investigation of projects.

4. Remuneration of members and officers

Included in expense for 1973-74 is remuneration of officers as officers, \$142,000. The Commission has six officers and three members. One member is also an officer. No remuneration was paid to the members as members.

SOLDE DE L'EXCEDENT DE REVENU POUR L'ANNEE TERMINEE LE 31 MARS 1974

	1973
Solde au début de l'année	\$ 237,910
Tel que déclaré l'an dernier	
Régularisation pour les années précédentes: Modification de la politique des amortissements des véhicules (note 1)	153,578
Tel que régularisé	84,332
Revenu net	869,367
	953,699
Transferts:	
Réserve pour imprévus	568,000
Avoir-propre équivalent au coût de l'extension, de l'expansion et de l'amélioration des immobilisations et financés par les revenus	137,000
	705,000
Solde à la fin de l'année	\$ 248,699

Les notes explicatives font partie intégrante des états financiers.

NOTES EXPLICATIVES DES ETATS FINANCIERS

1. Politique d'amortissements

En 1973-74 la Commission a modifié sa politique d'amortissements de ses véhicules d'une méthode d'amortissement constant sur la durée des prêts utilisés pour l'acquisition des véhicules, à une méthode d'amortissement constant sur une période de quatre ans. Cette nouvelle méthode a eu comme résultat une régularisation pour les années précédentes au montant de \$196,325 y inclus \$42,747 pour l'année terminée le 31 mars 1973. Par conséquent, le solde de l'excédent de revenu au début de l'année et l'amortissement pour l'année terminée le 31 mars 1973 ont été modifiés pour présenter cette régularisation.

2. Frais reportés

Les frais reportés représentent le coût de \$190,280 pour le transfert du siège social de la Commission, d'Ottawa à Edmonton, et aussi la somme de \$152,307 lorsque les études sur les emplacements hydrauliques furent terminées. Les déboursés du déménagement du siège social sont amortis sur une période de cinq ans, et ceux des études hydrauliques, sur une période de trois ans. Les frais d'exploitation de l'année courante comprennent les montants de \$30,000 et \$76,155 respectivement.

3. Avances du Canada

La Commission reçoit des fonds d'immobilisations sous forme d'avances du Canada, portant intérêt. Le remboursement du capital et des intérêts se fait annuellement et est réparti sur la durée économique prévue d'une immobilisation, période qui dure de 10 à 40 ans. Au cours de l'exercice 1974-75, la Commission versera la somme de \$1,564,000 sur le principal de ces prêts.

Les avances comprennent \$50,000 pour l'enquête des projets.

4. Rémunération des administrateurs et fonctionnaires exécutifs

Les dépenses pour l'exercice 1973-74 comprennent des traitements de \$142,000 versés aux fonctionnaires exécutifs en tant que fonctionnaires exécutifs. La Commission a six fonctionnaires exécutifs et trois administrateurs. Un des administrateurs est aussi fonctionnaire exécutif. Les administrateurs, en tant qu'administrateurs, ne reçoivent aucune rémunération.

STATEMENT OF SOURCE AND APPLICATION OF FUNDS FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1974

	1974
Source of Funds:	
Operations:	
Net income for the year	\$ 354,347
Items not requiring a current outlay of funds —	
Depreciation	1,356,357
Amortization of deferred charges	106,155
	1,816,859
Loans from Canada	17,975,000
Accrued interest on loans from Canada	790,544
Electrical systems taken over from the Government of the Northwest Territories	378,453
Consumers' contributions towards the cost of capital assets	106,000
Disposal of capital assets	10,970
Change in consumers' security deposits (net)	8,886
	21,086,712
Application of Funds:	
Additions to capital assets	22,328,372
Repayment of loans from Canada	1,580,129
Additions to deferred charges	224,767
	24,133,268
Increase (decrease) in working capital	(3,046,556)
Working capital at beginning of year	5,278,436
Working capital at end of year	\$ 2,231,880

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

ETAT DE PROVENANCE ET D'UTILISATION DES FONDS ANNEE TERMINEE LE 31 MARS 1974

	1973
Provenance des fonds:	
Exploitation:	
Revenu net de l'année	\$ 869,367
Amortissements ne se rapportant pas à un déboursé courant	
— Des immobilisations	1,645,301
— Des frais reportés	—
	2,514,668
Avances du Canada	6,300,000
Intérêt couru sur les avances du Canada	575,230
Systèmes d'énergie électrique acquis du gouvernement des T.N.-O.	1,969,936
Apport des consommateurs au coût des immobilisations	358,852
Vente d'immobilisations	94,560
Augmentation nette (réduction nette) des dépôts des consommateurs	(1,248)
	11,811,998
Utilisation des fonds:	
Immobilisation additionnelles	8,591,001
Remboursement des avances du Canada	1,495,605
Augmentation des frais reportés	223,975
	10,310,581
Augmentation (diminution) du fonds de roulement	1,501,417
Fonds de roulement au début de l'année	3,777,019
Fonds de roulement à la fin de l'année	\$ 5,278,436

Les notes explicatives font partie intégrante des états financiers.

REVIEW (Continued from page 7)

and another 69 are considered residents of the north, having been born there or having lived there 5 years or more.

In December, 1973, Mr. Tom A. Stott, formerly Treasurer, retired after 37 years in the public service, 25 of them with the Commission. Other staff retiring included Louis Kazinsky, hydro operator, with 14 years service, Gordon Mersey, billing supervisor, with 17 years service, and Norma Smith, secretary to the General Manager, with 27 years service.

Utility operations continued to show satisfactory results. Net income for the year, as reported in the Statement of Income and Expense, was \$354,000. Total income amounted to \$15,604,000, an increase of \$1,545,000 or 11% over last year. Income from sale of electricity was \$13,023,000, an increase of \$1,603,000 or 14% over 1972-73. Of this increase, normal load growth accounted for \$1,377,000 or 12%, with the largest dollar increases at Whitehorse, Taltson, Fort Simpson, and Frobisher Bay. The remaining increase of \$226,000 was due to increased income from a full year's operation in 1973-74

BILAN (suite de la page 7)

12%, les plus fortes augmentations ayant été relevées à Whitehorse, Taltson, Fort Simpson et Frobisher Bay. Le solde de l'accroissement, soit \$266,000, est attribué aux revenus provenant d'une année complète d'opération (1973-74) des 14 nouvelles centrales dont la Commission a pris possession en 1972-73, ainsi que du revenu provenant de Clyde et Paulatuk, en 1973-74.

Les revenus provenant du chauffage se chiffrent à \$1,645,000 soit une augmentation de \$63,000 ou 4% sur l'année précédente. Cette augmentation est le résultat d'une hausse des tarifs à Inuvik qui fut nécessitée par une augmentation du coût de production d'énergie thermique, compensée partiellement par une réduction des ventes à Frobisher Bay, Inuvik et Moose Factory due à une température plus douce que celle de l'année précédente. Les revenus provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation des installations se montent à \$436,000, une diminution de \$347,000 sur l'année précédente attribuable à la réduction des travaux à forfait pour les gouvernements territoriaux.

of the 14 plants taken over in 1972-73, together with income from Clyde and Paulatuk for 1973-74.

Income from the sale of heat amounted to \$1,645,000, an increase of \$63,000 or 4% over the prior year. The increase is related to a price increase at Inuvik made necessary because of increased costs of heat production offset by a reduction in sales in Frobisher Bay, Inuvik and Moose Factory because of milder weather than the previous year. Income from construction, maintenance and operation of facilities, amounting to \$436,000, decreased by \$347,000 from last year, primarily because of a reduction in contract work for the Territorial governments.

Gross generation of electrical energy during the year totalled 569 million kwh. Peak loads totalled 103,000 KW which represented 69% of the total installed thermal and hydro capacity of 150,000 KW. At year-end, hydro capacity stood at 57,000 KW and thermal (diesel, gas turbine and steam) capacity at 93,000 KW.

Plant operating expense of \$10,692,000 was \$1,229,000 or 13% more than in 1972-73. Of this increase, \$307,000 related to the additional cost of a full year's operation of 14 plants taken over during 1972-73 and the part-year cost of two plants added in 1973-74. The remaining increase was \$922,000 or 10% over last year, and related to costs arising from increased sales as well as normal economic increases in salaries and other operating expenses, which were partially offset by cost savings resulting from continuing improved efficiency of operations. The increase in fuel cost alone was \$821,000 or 29% over 1972-73, reflecting increased thermal generation and rising fuel prices. In 1973-74, 12.6 million gallons of oil were consumed, an increase of 2.6 million gallons or 26% over the prior year.

Administration expense includes the cost of head office and of regional offices in Yellowknife and Whitehorse. The increase in total expense of \$343,000 over last year related to economic increases in salaries and other expense, costs relative to head office move including severance pay for employees who did not move from Ottawa to Edmonton, together with additional cost in regional offices required to accommodate the growth of the system.

During the year, regional staff has participated in the majority of new construction projects, comprising both generation and distribution installations, and has maintained a continuing liaison with staff of the Territorial governments. In Yellowknife the regional staff has been supplemented to improve technical and administrative assistance to plants in the Northwest Territories. Particular emphasis has been placed on mechanical, electrical, and line

La génération brute de l'énergie électrique pendant l'année se chiffrait à 569 millions kWh. L'énergie de pointe totalise 103,000 kW ce qui représente 69% de la capacité totale installée, thermique et hydraulique, qui est de 150,000 kW. A la fin de l'année, la capacité hydraulique se chiffrait à 57,000 kW et la capacité thermique (diesel, turbine à gas et à vapeur) à 93,000 kW.

Les dépenses d'exploitation des centrales de \$10,692,000 sont de \$1,229,000 ou 13% de plus que l'année précédente. De cette augmentation il faut considérer la somme de \$307,000 attribuable au coût d'une année complète de l'exploitation des 14 centrales acquises en 1972-73 et le coût partiel des deux centrales acquises en 1973-74. Le solde de l'augmentation de \$922,000 ou 10% excédant l'année précédente est attribué aux coûts provenant de l'augmentation des ventes, ainsi que les augmentations normales de salaires et d'autres dépenses d'exploitation, lesquelles sont partiellement compensées par les économies réalisées, grâce à l'efficacité constamment améliorée des opérations. L'augmentation du coût du combustible à lui seul était de \$821,000 ou 29% de plus qu'en 1972-73, reflétant l'augmentation de la génération d'énergie thermique et des prix du carburant. En 1973-74, 12.6 millions de gallons de carburant furent consommés, soit une augmentation de 2.6 millions de gallons ou 26% de plus que l'année précédente.

Les dépenses d'administration comprennent le coût du siège social et des bureaux régionaux à Yellowknife et Whitehorse. L'augmentation dans les dépenses totales de \$343,000 de plus que l'année précédente est attribuée aux augmentations économiques de salaires et autres dépenses, aux coûts relatifs au déménagement du siège social, y inclus les dépenses d'indemnité de départ aux employés qui n'ont pas voulu s'installer à Edmonton, ainsi qu'aux dépenses additionnelles dans les bureaux régionaux, occasionnées par la croissance du système.

Le personnel régional a participé pendant l'année à la majorité des nouveaux projets de construction, y compris les installations de génération et de distribution, et a maintenu une liaison continue avec le personnel des gouvernements territoriaux. A Yellowknife, le personnel régional fut augmenté afin d'améliorer l'aide technique et administrative aux centrales des Territoires du Nord-Ouest. On a particulièrement accordé beaucoup d'attention à l'entretien mécanique, électrique et celui des lignes dans les centrales secondaires où les marchés de service avec des particuliers ne permettent pas la disponibilité d'un personnel permanent qui pourrait s'acquitter

maintenance scheduling in the smaller plants where contract arrangements in these communities preclude the availability of full time staff to carry out regular maintenance procedures.

Interest amounting to \$3,252,000 was paid to Canada on advances received for capital projects. Included in the amount of \$1,356,000 charged for depreciation was the sum of \$1,095,000 equivalent to repayments to Canada of principal amounts on these advances.

Capital assets at cost of \$99,114,000 increased by \$21,809,000 from 1973; approximately \$1.9 million of this increase related to diesel electric power plants, \$700,000 to transmission and distribution systems, \$400,000 to staff accommodation and \$1,500,000 to office and general facilities. Projects under construction increased by \$17,300,000, some \$14 million of this related to the Aishihik and Snare Forks hydro developments.

The Commission is required by law to charge rates which include a reserve for contingency. Policy is to build up a reserve amounting to 6% of the cost of capital assets. The reserve amounted to \$3,939,000 or 4% of cost of capital assets at March 31, 1974, after transfer during the year of \$365,000 from retained earnings. As earnings permit, further transfers will be made in accordance with policy.

PLANNING FOR THE FUTURE

The Commission maintains an ongoing review of load forecasts for each community in the north. This is done by projecting normal load growth, and adding on any special commercial or industrial load prospects based on the best information available. On the basis of load and economic forecasts, studies are developed to determine the most economic and feasible plans to meet the projected load in an orderly manner.

Plans were made during the year for the proposed acquisition of seven additional plants in 1974/75 at Port Burwell, Resolute, Arctic Bay, Pond Inlet, Grise Fiord, and Lac la Martre in the N.W.T. and Johnsons Crossing in the Y.T. Because of the heavy world-wide demand for electrical equipment, orders were placed for a number of diesel generating units and switchgear for installation in the next eighteen months. Diesel units on order ranged up to 2500 KW in size.

The dramatic pressure on already-escalating fuel prices will undoubtedly result in the near future in increased prices for electricity and heat at locations depending on thermal power. As a consequence hydro power will show distinct cost advantages over most thermal sources in the Territories. With the bulk of hydro sources north of 60° still untapped, a

de l'entretien selon les procédés normaux.

L'intérêt se chiffrant à \$3,252,000 a été versé au Canada sur les avances reçues pour frais d'immobilisation. L'amortissement pour l'année a été de \$1,356,000, y compris un montant de \$1,095,000 équivalent à un remboursement au Canada d'avances de capital d'immobilisation.

L'actif immobilisé au coût de \$99,114,000 a augmenté de \$21,809,000 depuis 1973; environ \$1.9 million de cette augmentation est dû aux centrales diesel-électriques, \$700,000 aux systèmes de transport et de distribution d'énergie, \$400,000 aux logements du personnel et \$1,500,000 aux bureaux et aux aménagements généraux. Les projets en cours ont augmenté de \$17,300,000 dont quelques \$14 millions couvrent les développements hydro-électriques d'Aishihik et Snare Forks.

La Commission est requise par la loi d'établir ses taux de telle sorte qu'ils incluent une réserve pour éventualités. La politique est d'établir une réserve se chiffrant à 6% du coût des immobilisations. La réserve, au 31 mars 1974, se montait à \$3,939,000, soit 4% de l'actif immobilisé, après que fut fait au cours de l'année un virement de \$365,000, provenant de bénéfices retenus. Au fur et à mesure que les bénéfices le permettront, d'autres virements seront effectués selon cette politique.

PERSPECTIVES D'AVENIR

La Commission maintient une révision continue des pronostics pour le réseau électrique de chaque localité dans le Nord. Ceci s'effectue en projetant la croissance du réseau et en y ajoutant toutes perspectives commerciales ou industrielles, se basant sur des données aussi valables que possible. D'après ces perspectives économiques et énergétiques, des études sont entreprises afin de déterminer les mesures les plus économiques et réalisables pour répondre d'une façon ordonnée à ces demandes.

Des plans furent tracés pendant l'année en vue de l'acquisition de 7 autres centrales au cours de l'année 1974-75, soit à Port Burwell, Resolute, Arctic Bay, Pond Inlet, Grise Fiord et Lac la Martre, dans les Territoires du Nord-Ouest, ainsi qu'à Johnsons Crossing, dans le Yukon. Tenant compte de la grande demande, partout dans le monde, pour de l'équipement électrique, des commandes furent placées pour un certain nombre d'unités génératrices diesel et de l'équipement de contrôle, pour utilisation dans les prochains 18 mois. Les unités diesel commandées varient en capacité jusqu'à 2,500 kW.

great emphasis on hydro as the chief new source of power over the next ten years seems likely.

The feasibility of hydro electric development for communities in the Chesterfield Inlet vicinity of Western Hudson Bay has been under study for two years, with a view to stabilization of power costs. Land form features in the areas studied have proved unfavourable to date.

Continued progressive increase in gold prices brightened considerably the future of the gold industry around the Yellowknife area. With the healthy growth of the domestic power load in Yellowknife over the year, it became apparent that a third stage of the Snare hydro system under investigation for the past year should be brought into the system. This project, at Snare Forks, will provide an additional 14 MW of capacity to the Yellowknife area. Preliminary engineering and environmental impact studies were completed in January 1974 followed by a public hearing in February. Road construction started in March and a variety of construction equipment was purchased and supplies ordered to enable construction to start in the spring of 1974. Completion is scheduled for 1976.

Amongst the more promising hydro sites being examined, La Martre River is expected to justify considerable attention in 1974/75. Office studies have been made, following two earlier field trips, and more field investigation is planned for the summer of 1974. La Martre River has a potential of some 24 MW firm power below Lac La Martre. Development plans would coincide with domestic and industrial expansion prospects in the area around and north of Yellowknife.

Environmental impact studies have been made on the Taltson River system, and an extension of the transmission grid around the southern shore of Great Slave Lake between Pine Point, Hay River and Yellowknife is under consideration. This latter has been under study for some time and it is considered that one more moderately-sized power plant within the proposed grid area would give impetus to its inauguration. Expansion or additions to the mining industry south of Great Slave Lake may justify the addition of a plant on the Taltson, Snowdrift, or Kakisa Rivers, depending on the location and nature of the power demand. Studies of these sites are being continued in the coming year.

Over the past few years studies of the Great Bear River have indicated a power potential of some 600 MW yielding in the order of 4 billion kwh of electricity annually, at economic cost. Initial overview environmental and sociological studies have been conducted.

La pression intensive sur des prix toujours ascendants résultera très bientôt en l'augmentation des tarifs de l'électricité et du chauffage aux endroits qui dépendent de l'énergie thermique. Par conséquent, l'énergie hydro-électrique démontrera des avantages économiques très marqués en comparaison de la plupart des sources thermales dans les Territoires. Tenant compte de toutes ces ressources hydrauliques encore inexploitées, au nord du 60e, on insiste pour faire valoir leur potentiel en tant que source d'énergie possible dans la prochaine décade.

En vue de la stabilisation des coûts énergétiques, la possibilité du développement hydro-électrique pour les localités dans la proximité de la partie occidentale de la Baie d'Hudson, est à l'étude depuis déjà deux ans. Cependant, à date, la topographie des endroits à l'étude s'est avérée défavorable.

La hausse progressive et constante des prix de l'or est certainement une perspective très alléchante pour l'avenir de l'industrie de l'or dans la région de Yellowknife. Si l'on considère l'accroissement, pendant l'année, des besoins domestiques d'énergie à Yellowknife, il devient évident que la troisième phase du système hydro-électrique de Snare, à l'étude déjà depuis un an, devrait être incorporée au système. Ce projet de Snare Forks augmenterait d'emblée de 14 mW la capacité d'énergie dans la région de Yellowknife. Des études préliminaires tant au point de vue génie, qu'écologique, furent complétées en janvier 1974 suivies d'une audience publique en février. La construction de la route a commencé en mars 1974. Des outillages en construction ont été achetés et des provisions ont été commandées afin de permettre à la construction de débiter au printemps 1974. On prévoit l'achèvement du projet pour 1976.

Parmi les sites hydrauliques présentement à l'étude, citons celui de la rivière la Martre, qui semble justifier toute l'attention de la Commission pendant 1974-75. Après des observations faites sur place, des études plus approfondies furent poursuivies au bureau même, et on projette d'effectuer encore plus de recherche et de relevés sur le terrain pendant l'été '74. La rivière la Martre a un potentiel ferme de 24 mW en aval du lac la Martre. Les projets de développement coïncident avec des perspectives de croissance domestique et industrielle dans la région, aux alentours et au nord de Yellowknife.

Des études écologiques relatives au système de la rivière Taltson furent faites et on étudie présentement la possibilité d'un allongement au réseau de transport contournant la rive sud du Grand Lac des Esclaves entre Pine Point, Hay River et Yellowknife. Ce dernier projet est à l'étude depuis quelque temps

An inventory of the power potential in the Yukon will be conducted and the first phase completed in 1974/75. A similar program for the entire N.W.T. has been under way and will continue throughout next year.

At Whitehorse, plans are under way to raise the forebay at the Whitehorse Rapids plant, and to extend the plant by the addition of some 20 MW. It is also intended to replace the control structure at Marsh Lake, since the present structure is over 20 years old and in danger of failing without major reconstruction.

Several good mining prospects in the Yukon have prompted accelerated review of longer term development plans, and large capacity hydro sites such as Five Finger Rapids, Frances River and Granite Canyon will be re-evaluated and on-site surveys will be made. Continuing studies to assess the feasibility of a transmission link between the Aishihik/Whitehorse/Faro grid and the Minto/Mayo area will also be conducted in 1974/75.

In all of these studies, the Commission continues to be conscious of its responsibility to proceed with development with the minimum effect on the environment, and in the best interests of the people it serves.



Conservation of fisheries is an important environmental objective.

Les pêcheries ne seront pas entravées par les nouveaux développements hydro-électriques.

Fish ladder at Whitehorse Rapids.

Le passage à poisson dans les rapides Whitehorse.

et il semble qu'une centrale de dimension moyenne dans la région du réseau proposé lui donnerait en quelque sorte un essor à son inauguration. L'expansion de l'industrie minière au sud du Grand Lac des Esclaves justifierait l'addition d'une centrale soit sur la rivière Taltson, sur la rivière Snowdrift ou sur la rivière Kakisa, dépendant toutefois de la situation géographique et de la nature des besoins. Les études de ces sites se continueront pendant l'année qui vient.

Depuis quelques années, les études faites sur la rivière Great Bear indiquent un potentiel énergétique de 600 mW, pouvant produire annuellement, à un coût économique, dans les environs de 4 billions kWh d'électricité. Des études préliminaires au sujet des effets écologiques et sociologiques ont été faites.

On doit dresser un inventaire du potentiel énergétique du Yukon. La première phase de l'étude devrait se terminer en 1974-75. Un projet similaire est en cours dans les Territoires du Nord-Ouest et se continuera tout au long de l'année qui vient.

A Whitehorse, il est question d'élever le niveau de l'avant-baie de la centrale de Whitehorse Rapids, et d'agrandir cette dernière en augmentant la capacité d'énergie de quelques 20 mW. Il est aussi question de remplacer la structure de contrôle de Marsh Lake parce que celle qui existe a été construite il y a plus de vingt ans et est en danger de s'affaisser à moins qu'elle soit reconstruite.

Plusieurs bonnes perspectives minières au Yukon ont suscité une révision accélérée du développement de projets à long terme, et de sites hydrauliques à capacité plus volumineuse, tels que Five Fingers Rapids, la rivière Frances et Granite Canyon. Par conséquent, une ré-évaluation et des levées sur place seront effectuées. Aussi en 1974-75, des études intensives seront faites afin d'évaluer la possibilité de rallier le réseau de transport Aishihik/Whitehorse/Faro à la région de Minto/Mayo.

Dans toutes ces études, la Commission ne perd pas de vue le fait qu'elle doit procéder au développement de chacun de ces projets en causant le moins de dommages possible à l'environnement et que chaque projet doit être dans les meilleurs intérêts des gens qu'elle sert.

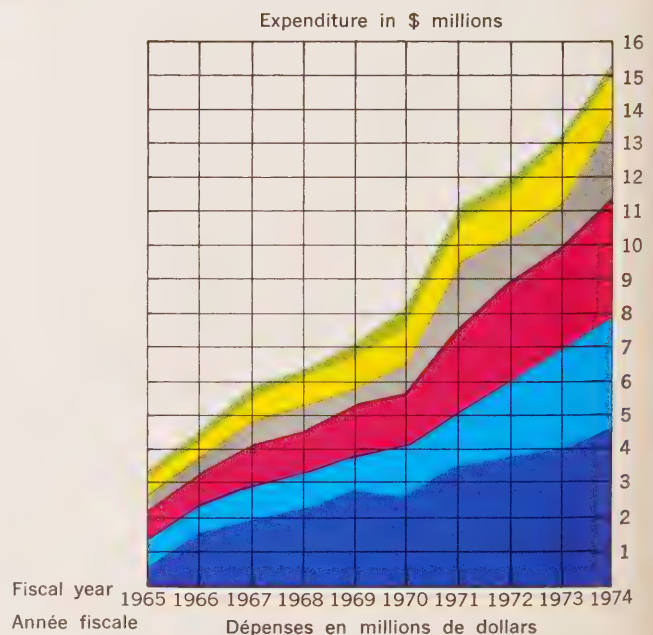
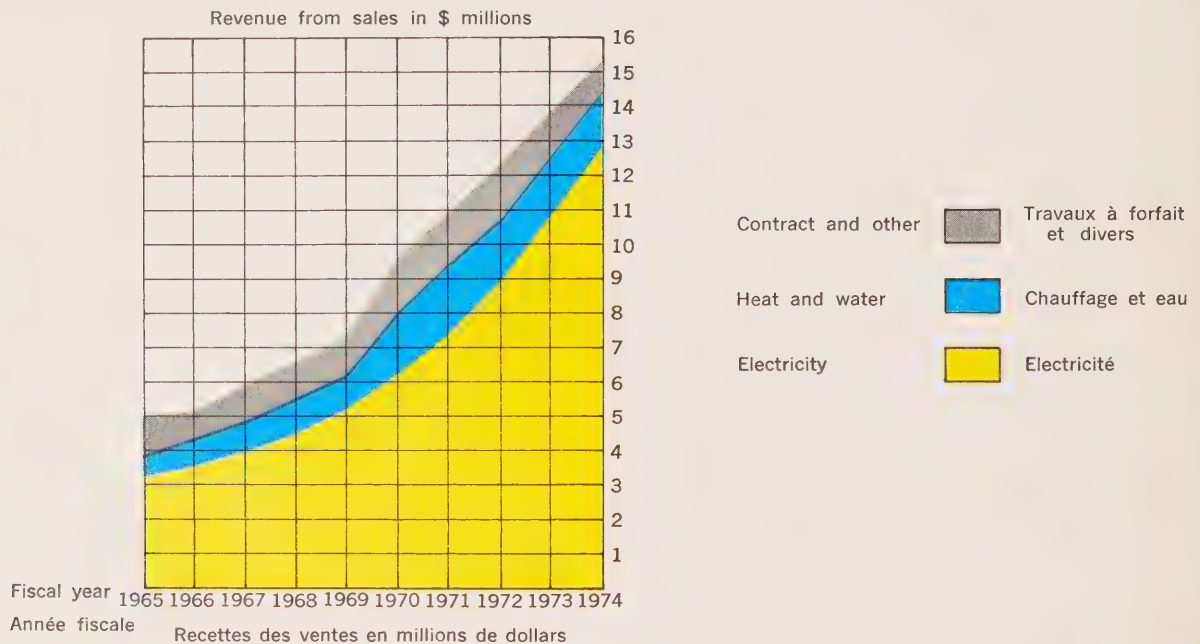


ATLANTIC PROVINCES POWER DEVELOPMENT ACT

The Commission formerly administered loans made by Canada to the provincial power authorities in the Atlantic provinces. The balance of loans outstanding at April 1, 1973 amounted to \$221,363,000. By order of the Minister of Regional Economic Expansion under section 4 of the Act, the administration of these loans was transferred to his department effective August 1, 1973.

LA LOI SUR LA MISE EN VALEUR DE L'ENERGIE DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE

La Commission, dans le passé avait la gestion des emprunts accordés par le Canada aux autorités provinciales de l'énergie des provinces de l'Atlantique. Le solde de ces emprunts était de \$221,363 au 1er avril 1973. Par ordre du ministre de l'Expansion économique régionale, sous la section 4 de la loi, l'administration de ces emprunts a été transférée à son département à compter effectivement du 1er août 1973.



OPERATING STATISTICS

Year Ended 31 March

GENERAL DATA

No. of Operations
No. of Employees

1974

50
311

1973

48
314

1972

35
315

1971

24
306

1970

21
290

1969

19
273

1968

16
271

1967

15
256

1966

13
250

1965

12
245

POWER GENERATION
(kwh in millions)

Hydro
Thermal
Purchased

420
149
—

406
104
—

405
78
—

380
69
—

333
50
—

279
41
—

247
34
2

227
29
5

183
30
—

161
32
—

TOTAL

(kwh in millions)

569

510

483

449

383

320

283

261

213

193

NET PEAK LOAD

(kw in thousands)

103

95

83

79

71

60

55

51

50

36

INSTALLED CAPACITY

(kw in thousands)

Hydro
Thermal
Total

57
93
150

57
78
135

57
72
129

57
64
121

57
32
89

46
30
76

46
28
74

46
16
62

46
16
62

46
15
61

HEAT AND WATER

Heat Sales
(BTUs in billions)
Water Sales
(Gals. in millions)

428
233

471
229

469
226

403
200

348
195

338
190

356
179

346
191

284
166

286
135

FINANCIAL

(millions of dollars)
Gross Revenue
Expense
Debt Retirement
Interest

15.6
10.8
1.1
3.3

14.1
8.9
1.6
2.7

12.4
7.9
1.3
2.8

11.1
8.0
1.1
2.4

9.7
6.0
.9
1.6

7.5
4.8
.9
1.4

6.6
4.4
.7
1.4

6.0
4.0
.7
1.3

5.3
3.4
.6
.7

5.0
3.2
.5
.8

NET INCOME (LOSS)

.4

.9

.4

(.4)

1.2

.4

.1

—

.6

.5

RESUME STATISTIQUE

Année terminée 31 mars

DONNEES GENERALES

Nombre de centrales en
exploitation
Nombre d'employés

12
245

13
250

15
256

16
271

19
273

21
290

24
306

35
315

48
314

50
311

PRODUCTION D'ENERGIE
ELECTRIQUE
(en millions de kWh)
Hydraulique
Thermique
Achats

161
32
—

183
30
—

227
29
5

247
34
2

279
41
—

333
50
—

380
69
—

405
78
—

406
104
—

420
149
—

TOTAL

(en millions de kWh)

193

213

261

283

320

383

449

483

510

569

CHARGE DE POINTE NETTE
(en milliers de kW)

36

50

51

55

60

71

79

83

95

103

CAPACITE DE PRODUCTION
(en milliers de kW)
Hydraulique
Thermique
Total

46
15
61

46
16
62

46
16
62

46
28
74

46
30
76

57
32
89

57
64
121

57
72
129

57
78
135

57
93
150

CHALEUR ET EAU

Ventes d'énergie calorifique (en 10° BTU)
Ventes d'eau (en millions de gallons)

286

284

346

356

338

348

403

469

471

428

FINANCES

(en millions de dollars)
Revenu brut
Dépenses
Remboursement de capital
Intérêt

5.0
3.2
.5
.8

5.3
3.4
.6
.7

6.0
4.0
.7
1.3

6.6
4.4
.7
1.4

7.5
4.8
.9
1.4

9.7
6.0
.9
1.6

11.1
8.0
1.1
2.4

12.4
7.9
1.3
2.8

14.1
8.9
1.6
2.7

15.6
10.8
1.1
3.3

REVENU NET (PERTE)

.5

.6

—

.1

.4

1.2

(.4)

.4

.9

.4

STATEMENT OF INCOME AND EXPENSE
BY REGIONS FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1974

(in \$000)

Income:	
Sale of power	9,151
Sale of heat	1,340
Income arising from construction, maintenance and operation of facilities for Canada and others	296
Interest	187
Water and sewerage services	128
Miscellaneous	72
Total income	11,174
Expense:	
Operation and maintenance:	
Salaries and wages	2,099
Fuel and lubricants	2,517
Depreciation	770
Plant, including improvements	771
Travel and removal	416
Employees' board and accommodation (net)	300
Materials and supplies	168
Motor vehicles expense	99
Insurance	60
Telegrams, telephone and postage	48
Plant, line and equipment rentals	34
Miscellaneous	384
	7,666
Engineering and general administration	974
Interest on advances from Canada	2,109
Total expense	10,749
Net income (Loss)	\$ 425
Deduct: Transfer to Contingency Reserve	225
Profit (Loss)	\$ 200

ETAT DES REVENUS ET DES DEPENSES PAR
REGIONS POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1974

(en milliers de dollars)

Recettes:			
Ventes de courant	3,634	238	13,023
Ventes de chaleur	—	305	1,645
Revenus provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation d'installations pour le compte du gouvernement du Canada et d'autres organismes	87	53	436
Intérêts	50	14	251
Services d'eau et d'égout	—	41	169
Divers	7	1	80
Recettes globales	3,778	652	15,604
Depenses:			
Frais d'exploitation et d'entretien:			
Traitements et salaires	408	297	2,804
Combustibles et lubrifiants	967	209	3,693
Amortissement	515	20	1,305
Centrales, y compris les améliorations	167	27	965
Voyages et transport	14	10	440
Pension et logement des employés (coût net)	16	3	319
Matériaux et fournitures	26	40	234
Depenses relatives aux véhicules automobiles			
Assurances	20	5	124
Télégrammes, téléphone et affranchissements	14	1	75
Location de centrales, de lignes et de matériel			
Divers	14	2	64
	3	20	57
	183	45	612
	2,347	679	10,692
Administration et services techniques:			
Intérêt sur avances du Canada	259	73	1,306
	1,114	29	3,252
Depenses globales	3,720	781	15,250
Revenu net (perte)	\$ 58	\$(129)	\$ 354
A déduire: transfert à la réserve pour imprévus	140	—	365
Profit (perte)	\$ (82)	\$(129)	\$ (11)

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

CAPITALE PROV. OU TERR.

CENTRALES HYDRO-ÉLECTRIQUES

CENTRALES THERMO-ÉLECTRIQUES

RÉSEAU DES SERVICES D'UTILITÉ

EXPLOITATIONS D'ÉNERGIE PUBLIQUE

SERVICE DE TRANSPORT

SERVICE DE TRANS. EN VOIE DE CONST.





56



27th ANNUAL REVIEW
Year ended 31 March, 1975

27e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1975



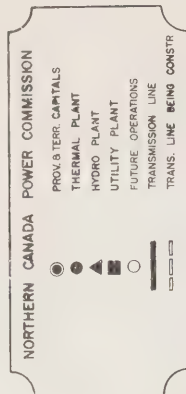


TABLE OF CONTENTS

Business of the Commission	2
Areas Served	3
Commission Members, Executive, and Regional Offices	4
Chairman	5
Northern Canada Power Commission Act	5
Review of Operations for 1974-75....	6 - 17
Planning for the Future	18 - 21
Report of the Auditor General	10
Financial Statements	11 - 15
Operating Statistics - 10 year period	23
Income and Expense by Region	24

TABLE DES MATIERES

Fonctions et pouvoirs de la Commission	2
Régions desservies	3
Membres, exécutif, bureaux régionaux	4
Le Président	5
Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien	5
Bilan de l'année 1974-75	6 - 17
Perspectives d'avenir	18 - 21
Rapport de l'auditeur général	10
Etats financiers	11 - 15
Résumé statistique - Période de 10 ans....	23
Etat des revenus et des dépenses par régions	24

FRONT COVER

Out walking at Igloolik

BACK COVER

Installation of a generator at Aishihik
(Photo - Michael Helm, Whitehorse
for Dominion Bridge)

COUVERTURE

A Igloolik, on profite de la belle température

COUVERTURE DE DOS

Installation d'un générateur à Aishihik
(Photo - Michael Helm, Whitehorse
pour Dominion Bridge)

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act, Chapter 42, 4-5 Elizabeth II. It is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories.

The Commission is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

It is a requirement of the Authorizing Act that projects undertaken by the Commission shall be self-sustaining. Consequently rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest on investment, repayment of principal over a period of years corresponding to the estimated economic life of the related projects, operating, maintenance and administrative expenses, and a contingency reserve sufficient to meet unforeseen or emergency expenditures.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (chap. 42, 4-5, Elisabeth II). La Commission est le principal producteur d'électricité au nord du 60ième parallèle et exploite les réseaux principaux de ligne de haute tension au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

La Commission s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics et des réseaux de distribution et à exploiter ces installations dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et même ailleurs au Canada sous réserve de l'approbation du gouverneur général en conseil.

La Loi exige que chacune des entreprises exploitées par la Commission soit financièrement autonome. Par conséquent, les tarifs des services publics qu'elle fournit doivent lui permettre d'acquitter l'intérêt sur les placements, de rembourser le capital au cours de la période correspondant à la durée prévue d'exploitation des entreprises, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification de l'auditeur général du Canada.



Photo
by Yukon
Government

Photo par le
Gouvernement
du Yukon

AREAS SERVED**REGIONS DESSERVIES****ELECTRICITY**

Generation, transmission and/or distribution of electricity at:

Northwest Territories:

Aklavik, Arctic Bay, Arctic Red River, Baker Lake, Broughton Island, Cambridge Bay, Cape Dorset, Chesterfield Inlet, Clyde River, Coppermine, Coral Harbour, Detah, Edzo, Eskimo Point, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Frobisher Bay, Gjoa Haven, Grise Fiord, Hall Beach, Holman, Igloolik, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Pangnirtung, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Pond Inlet, Rae, Rankin Inlet, Repulse Bay, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Whale Cove, Wrigley, Yellowknife.

Yukon Territory:

Dawson, Elsa, Faro, Johnsons Crossing, Mayo, Whitehorse

British Columbia:**Ontario:****ELECTRICITE**

Production, transport, distribution d'énergie électrique à:

Territoires du Nord-Ouest:**Territoire du Yukon:****Colombie-Britannique:**

Field

Ontario:

Moose Factory

CENTRAL HEATING

Generation and distribution of heat at:

Northwest Territories:**Ontario:****CHAUFFAGE CENTRAL**

Production et distribution d'énergie calorifique à:

Territoires du Nord-Ouest:

Inuvik, Frobisher Bay

Ontario:

Moose Factory

WATER AND SEWERAGE**Northwest Territories:****Ontario:****EAU ET EGOUT****Territoires du Nord-Ouest:**

Inuvik

Ontario:

Moose Factory

CONTRACT WORK

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories, and the water and sewerage services at Frobisher Bay, N.W.T. and Dawson, Y.T. for the respective Territorial Governments. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

TRAVAUX A FORFAIT

La Commission exploite les stations de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ainsi que les services d'eau et d'égout à Dawson City, T.Y. et à Frobisher Bay, T.N.-O. pour les gouvernements respectifs. De plus la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, effectuant notamment des travaux d'aménagements et de construction à divers emplacements, pour des ministères et d'autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Head Office:

7909 - 51 Avenue, Edmonton
P.O. Box 5700, Station L
Edmonton, T6C 4J8

Members of the Commission:

H. Basil Robinson	— Chairman (retired February, 1975)
James Smith	— Chairman (appointed February 27, 1975)
Joseph F. Parkinson	— Member
A. Digby Hunt	— Member

Executive:

H. Basil Robinson	— Chairman (retired February, 1975)
James Smith	— Chairman (appointed February 27, 1975)
John M. Lowe	— General Manager
Bruce G. Christie	— Assistant General Manager, Operations
Joseph Long	— Assistant General Manager, Technical Services
George Olson	— Manager, Special Projects (retired December, 1974)
Albert Watkiss	— Comptroller

Regional Offices:

Frank L. Mooney	— Regional Manager, Y.T. P.O. Box 4278, Whitehorse, Y.T.
Anthony Yewchuk	— Regional Manager, N.W.T. P.O. Box 1860, Yellowknife, N.W.T.

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Siège social:

7909, 51^{ème} avenue, Edmonton
C.P. 5700, Station L
Edmonton, T6C 4J8

Membres:

H. Basil Robinson	— président (retraité en février, 1975)
James Smith	— président (nommé le 27 février, 1975)
Joseph F. Parkinson	— membre
A. Digby Hunt	— membre

Exécutif:

H. Basil Robinson	— président (retraité en février, 1975)
James Smith	— président (nommé le 27 février, 1975)
John M. Lowe	— directeur général
Bruce G. Christie	— directeur général adjoint, exploitation
Joseph Long	— directeur général adjoint, services techniques
George Olson	— directeur, projets spéciaux (retraité en décembre, 1974)
Albert Watkiss	— contrôleur

Bureaux Régionaux:

Frank L. Mooney	— directeur régional, Yukon, C.P. 4278, Whitehorse, T.Y.
Anthony Yewchuk	— directeur régional, T.N.-O., C.P. 1860, Yellowknife, T.N.-O.



Drum Dancers

Photo by Yukon Government

Culture septentrionale

Photo par le Gouvernement du Yukon



CHAIRMAN

Mr. H. Basil Robinson, formerly Deputy Minister of Indian and Northern Affairs, relinquished the post of Chairman in February, 1975, following his appointment as Under Secretary of State for External Affairs. During his five years as Chairman, the Commission went through a period of sustained growth, and saw its role in the North expand and its facilities increased to meet the demands of its customers for utility services.

His return to External Affairs continues his career in that Department where he had previously served since 1945.

Mr. James Smith, Commissioner of the Yukon Territory, was appointed Chairman of the Commission on February 27, 1975.

Mr. Smith, who was born and educated in British Columbia, went to Whitehorse in 1947 and spent some 20 years there as Manager of a food, motel and hotel business. During this period he also served as Alderman in the City of Whitehorse and Councillor, Yukon Legislative Council. In 1966, he was appointed Commissioner of the Yukon Territory and has served in that position for the past eight years.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION ACT

The Act under which the Commission has been operating was last reviewed in 1956. Over the two decades since then, the Commission has developed considerably and the need for changes in the Act have become apparent.

A bill to amend the Northern Canada Power Commission Act is before the current session of Parliament and, if passed, could become law later this year.

Principal changes would increase the membership from three to five by adding one member from the Northwest Territories and one from the Yukon Territory, permit some measure of rate relief in high-cost locations by the operation of area rate zones, and make changes in financial provisions to conform to modern practices.

Mr. J. Smith

M. J. Smith

LE PRESIDENT

M. H. Basil Robinson, ancien ministre adjoint des Affaires indiennes et du Nord canadien, a renoncé à son poste de président en février 1975, après sa désignation au poste de sous-secrétaire d'Etat aux Affaires étrangères. Pendant les cinq ans qu'il était président, la Commission a connu une période de développement continu; son rôle au Nord s'est étendu et ses services ont augmenté en réponse aux besoins du public.

Son retour aux Affaires étrangères signifie la continuation de sa carrière dans ce Département où il avait servi depuis 1945.

M. James Smith, commissaire du Territoire du Yukon, a été nommé président de la Commission le 27 février 1975.

M. Smith est né et a été élevé en Colombie Britannique. En 1947 il est allé à Whitehorse, et y a passé une vingtaine d'années en tant que directeur d'une entreprise d'hôtels, de motels et d'alimentation. Pendant cette période, il a servi également comme conseiller municipal dans la ville de Whitehorse et comme membre du Conseil législatif du Yukon. En 1966, il a été nommé commissaire du Territoire du Yukon et il assume cette fonction depuis huit ans.

LOI SUR LA COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

La Loi qui régit la Commission n'a pas été révisée depuis 1956. Depuis cette date, la Commission s'est beaucoup développée et il est devenu évident que certaines modifications à la Loi s'imposaient.

On a présenté à la séance actuelle du Parlement un projet de loi qui amenderait la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien et qui, s'il était voté, pourrait devenir loi avant la fin de cette année.

Des modifications majeures permettraient d'augmenter le nombre des membres, de trois à cinq, en ajoutant un membre des Territoires du Nord-Ouest et un du Territoire du Yukon. Ces modifications permettraient aussi, dans les emplacements où les frais sont élevés, une réduction modérée des taux en établissant des zones tarifaires régionaux, et apporteraient des changements aux mesures financières conformément à la pratique moderne.

REVIEW OF OPERATIONS 1974-75

During the year under review, the Commission added a further six diesel-electric plants to its system. Five of these, at Arctic Bay, Grise Fiord, Lac La Martre, Pond Inlet and Snowdrift, N.W.T., were taken over from the Government of the N.W.T. The sixth, at Johnsons Crossing, Y.T., was installed at the request of the local residents. With the exception of Pond Inlet, operations at these smaller plants are handled through local contractors in the communities, with technical and administrative support from larger plants in the area. At the end of the year, the Commission operated 56 electric generating plants serving a total of 60 communities through the Canadian north.

Demand for electrical energy continued to increase. As a result of load growth and the acquisition of more plants, a further 17,000 KW of diesel-electric capacity was added to the system. Units ranged in size from 2500 KW installed in Inuvik, Yellowknife and Whitehorse, to relatively small units of 40 KW at Nahanni Butte and Lac La Martre. Power-houses to accommodate these units were added or extended at Aklavik, Baker Lake, Coral Harbour, Fort Liard, Pond Inlet, Rae/Edzo, Sachs Harbour and Yellowknife, N.W.T., and at Johnsons Crossing, Y.T.

With increased diesel generation, it was necessary to add fuel storage capacity at 13 sites throughout the north. New tanks ranged in size from 20,000 gallons at Arctic Bay to 350,000 gallons at Yellowknife, N.W.T.

The past year saw a number of major extensions to the transmission and distributing sys-

Heigh-ho, Heigh-ho

A la queue leu leu



BILAN DES OPERATIONS 1974-75

Pendant l'année 1974-75, la Commission a ajouté à son système six autres centrales diesel-électrique. La Commission en a acquis cinq du gouvernement des T. N.-O., soit à Arctic Bay, Grise Fiord, Lac La Martre, Pond Inlet et Snowdrift. La sixième, à Johnsons Crossing, T.Y., a été installée à la demande des habitants de l'endroit. A l'exception de Pond Inlet ces plus petites centrales fonctionnent sous la direction d'entrepreneurs locaux grâce à l'appui technique et administratif des plus grandes centrales. A la fin de l'année, la Commission exploitait 56 centrales génératrices d'électricité desservant un total de 60 localités à travers le Nord canadien.

La demande d'énergie électrique a continué d'augmenter. L'augmentation des besoins et l'acquisition de nouvelles centrales ont eu pour résultat l'addition au système d'une capacité diesel-électrique de 17,000 kW. La capacité des unités varie de 2,500 kW à Inuvik, à Yellowknife et à Whitehorse, à 40 kW à Nahanni Butte et à Lac La Martre. Afin d'installer ces unités, de nouvelles centrales ont été bâties ou les anciennes ont été agrandies, à Aklavik, Baker Lake, Coral Harbour, Fort Liard, Pond Inlet, Rae/Edzo, Sachs Harbour, et Yellowknife, T.N.-O. et à Johnsons Crossing, T.Y.

A cause de l'augmentation de la production diesel, il a été nécessaire d'agrandir l'espace d'entreposage du combustible dans 13 centrales à travers tout le Nord. La capacité des nouveaux réservoirs varie de 20,000 gallons à Arctic Bay à 350,000 gallons à Yellowknife, T.N.-O.

L'année qui vient de se terminer a connu un certain nombre d'extensions majeures aux systèmes de transport et de distribution d'énergie électrique. Une ligne de transport d'énergie à trois phases, longue de sept milles, et fonctionnant à 12.5 kV, a été construite à Coral Harbour, T.N.-O., afin de relier la nouvelle centrale dans la ville à l'ancienne centrale M.O.T. de l'aéroport. Une autre ligne, à trois phases et 80 milles de long qui fonctionne à 138 kV, a été construite à partir du nouveau développement d'énergie qui est en train d'être bâti à Aishihik, et se joindra au réseau de Whitehorse à Takhini, à 16 milles au nord de Whitehorse, T.Y. D'autres extensions au système de 34.5 kV sont en cours et relieront Haines Junction via une ligne de 37 milles à partir d'Aishihik, et Ross River via une ligne de 43 milles à partir de Faro. Ces lignes fourniront à ces deux localités de l'énergie hydro-électrique qui coûtera moins cher et qui éliminera le besoin de production au diesel.

Des modifications ont été effectuées en 1974 dans la centrale thermique de Frobisher Bay. L'ancien générateur à vapeur qui servait depuis quelque 25 ans a été remplacé par deux unités plus petites. Des échangeurs de

tems. A seven mile, three phase, transmission line operating at 12.5 KV was built at Coral Harbour, N.W.T. to link the new power-house in the town with the former M.O.T. plant at the airport. An 80 mile, three phase, line operating at 138 KV was built from the new power development under construction at Aishihik, to connect to the Whitehorse grid at Takhini, 16 miles north of Whitehorse, Y.T. Further 34.5 KV extensions to the system are in progress and will connect Haines Junction via a 37 mile link from Aishihik, and Ross River via a 43 mile link from Faro. These lines will provide the two communities with lower-cost hydro power and eliminate the need for diesel generation.

Modifications to the central heating plant at Frobisher Bay were carried out in 1974. A steam generator that had been in operation for some 25 years was replaced by two smaller units. Heat exchangers were installed to convert steam to high temperature water so as to ensure adequate capacity in the HTW heating system.

New housing accommodation was provided during the year for staff at Cape Dorset, Resolute and Frobisher Bay, N.W.T. Trailer units to accommodate visiting technical and service staff were located at Clyde, Broughton Island, Hall Beach, Norman Wells, Pangnirtung, Pond Inlet and Sachs Harbour, N.W.T. Additional warehousing was provided at Arctic Bay, Fort Smith, Grise Fiord, Pelly Bay and Yellowknife, N.W.T.

Two major construction projects were under way in 1974-75. The 30 MW hydro-electric development at Aishihik, on which construction was started in May, 1973, was nearing completion at year-end. It is expected to be on line by June, 1975, when it will enable the Commission to reduce diesel generation on the

chaleur ont été installés pour transformer la vapeur en eau à haute température afin d'assurer une capacité suffisante au système de chauffage E.H.T.

Les employés ont été pourvus de nouveaux logements cette année à Cape Dorset, Resolute et Frobisher Bay, T.N.-O. Des roulottes destinées à servir de logement aux techniciens et au personnel d'entretien de passage ont été installées à Clyde, Broughton Island, Hall Beach, Norman Wells, Pangnirtung, Pond Inlet et Sachs Harbour, T.N.-O. On a créé plus d'espace d'entreposage à Arctic Bay, Fort Smith, Grise Fiord, Pelly Bay et Yellowknife, T.N.-O.

Il y a eu deux projets de construction en cours pendant 1974-75. Le développement hydro-électrique de 30 mW à Aishihik, dont la construction a commencé en mai 1973, était presque achevé à la fin de l'année. Son ouverture prévue pour le mois de juin 1975 permettra à la Commission de réduire la production au diesel sur le réseau de Whitehorse, ce qui aura pour résultat une réduction du coût du combustible. On a commencé un développement hydro-électrique de 9 mW sur la rivière Snare, à environ 90 milles au nord de Yellowknife, et qui va pourvoir aux besoins croissants de la capitale des T.N.-O. Cette centrale, à Snare Forks, va contribuer à augmenter le total de l'énergie qui est produite déjà dans les centrales à Snare Rapids et à Snare Falls. Ces trois centrales seront contrôlées à distance depuis Yellowknife. Parmi l'équipement de commande, il y aura un petit ordinateur qui aidera à assimiler la grande somme des données techniques des deux centrales en question.

Au 31 mars 1975, la Commission avait à son emploi un total de 341 employés, et 22 contractuels dans les plus petites centrales. Somme toute, la Commission a engagé 229 employés dans ses opérations du Nord. De ce nombre, 53 sont autochtones, et 72 sont considérés comme résidents du Nord, soit parce qu'ils y sont nés, soit parce qu'ils y sont installés depuis 5 ans ou plus.

Pendant l'année mentionnée, plusieurs employés estimés ont pris leur retraite après un service de longue date. M. Graham Tench, gérant de la centrale à Whitehorse, T.Y., depuis 1966, a pris sa retraite en octobre 1974, après 26 ans de service passés au nord du 60ième parallèle. M. William Chilton, manoeuvre, a pris sa retraite en juin 1974, après 21 ans de service à Moose Factory, Ontario. M. George Olson, qui a commencé son travail avec la Commission en mai 1950, comme gérant de la centrale à Fort Smith, et qui est devenu directeur général adjoint de l'exploitation en 1968, a pris sa retraite en décembre 1974. M. William Cake, agent des achats, a pris sa retraite en décembre 1974, après 22 ans de service. M.

Co-op store at Igloolik

Magasin coopératif d'Igloolik



Whitehorse grid, with corresponding fuel cost reductions. A 9 MW hydro-electric development began on the Snare River some 90 miles north of Yellowknife, to serve the growing needs in the capital city of the N.W.T. This plant, at Snare Forks, will supplement supplies from the existing plants at Snare Rapids and Snare Falls. The three plants will be remotely controlled from Yellowknife. Control equipment will include a mini-computer which will assist in handling the large amount of technical data from the Snare Plants.

As of March 31, 1975, the Commission employed a total of 341 staff, and had 22 contract operators at smaller plants. Altogether, 229 people were engaged in northern operations. Of this number, 53 are original native people, and another 72 are considered residents of the north, having been born there or lived there five years or more.

During the year under review, several valued long-term staff retired. Mr. Graham Tench, Plant Superintendent at Whitehorse, Y.T. since 1966, retired in October, 1974 after 26 years service, all of it spent north of 60°. Mr. William Chilton, labourer, retired in June, 1974 after 21 years service in Moose Factory, Ontario. Mr. George Olson, who started with the Commission in May, 1950 as Plant Superintendent, Fort Smith, and subsequently became Assistant General Manager, Operation, in 1968, retired in December, 1974. Mr. William Cake, Purchasing Officer, retired in December, 1974 after 22 years service. Mr. John Colona, Diesel Operator, had worked in the Commission's plant at Field, B.C. for 22 years until his retirement

John Colona, ingénieur de machine diesel a travaillé à la centrale de la Commission à Field, Colombie Britannique, pendant 22 ans, jusqu'à sa retraite en octobre 1974. La Commission reconnaît la valeur des longues années de service dévoué de ces employés.

Les conditions de paye et de travail de ceux qui ne font pas partie du personnel de cadre aux établissements de service de la Commission sont réglées au moyen de convention collective négociée entre la Commission et l'Alliance de la fonction publique du Canada. La date d'échéance de cette convention a été le mois de septembre 1974 et les négociations en vue d'un renouvellement ont commencé peu après. Avant les négociations, la Commission avait étudié la classification des emplois pour ses employés d'exécution et elle s'en est servi comme base pour négocier les contrats avec l'Alliance.

Les négociations ont duré plusieurs mois et l'on est parvenu à un accord provisoire avec les représentants de l'Alliance le 1er février 1975, à l'aide d'une commission de conciliation. Les employés ayant refusé les propositions, l'on a dû soumettre la question à la commission de conciliation, dont la recommandation sera sujette à l'acceptation de la Commission et de l'Alliance.

L'exploitation des services a continué d'augmenter considérablement; pourtant, en dépit de cette augmentation, la tendance inflationniste en ce qui concerne les dépenses a causé une perte nette pour l'année budgétaire de \$1,187,000. Le revenu total est de \$19,064,000, ce qui représente une augmentation de \$3,460,000 ou 22% par rapport à l'année précédente. Le revenu provenant de la vente de l'électricité en 1974-75, a été de \$15,505,000, soit une augmentation de \$2,482,000 ou 19%. De cette augmentation, l'accroissement normal de la charge a représenté \$2,306,000 ou 18%, et les plus fortes augmentations ont été relevées à Whitehorse, Frobisher Bay et Mayo. Le reste de l'augmentation, soit \$176,000 est attribué aux revenus accrus provenant du fonctionnement pendant tout l'année 1974-75 des centrales qui ont été ajoutées au système pendant l'année 1973-74, ainsi que du revenu provenant des six centrales ajoutées en 1974-75.



Operator checking electrical circuits at Resolute

L'opérateur faisant l'inspection des circuits électriques à Resolute

in October, 1974. The Commission greatly appreciates the devoted long service of these employees.

Pay and working conditions for non-supervisory staff at N.C.P.C. utility plants are regulated by collective agreement negotiated between the Commission and the Public Service Alliance of Canada. The agreement expired in September, 1974 and negotiations for renewal started shortly after expiry. Prior to negotiation, the Commission had made a job classification study for its operational employees and used this study as a basis for contract negotiations with the Alliance.

Negotiations extended over several months, and a tentative agreement with Alliance representatives was reached on February 1, 1975 with the assistance of a Conciliation Board. Employees rejected the proposals and the matter was referred to the Conciliation Board for their recommendation, which will be subject to acceptance by the Commission and the Alliance.

Utility operations continued to show appreciable growth but, despite an increase in income, the highly inflationary trends in expenditures resulted in a net loss for the year amounting to \$1,187,000. Total income amounted to \$19,064,000, an increase of \$3,460,000 or 22% over last year. Income from sale of electricity increased by \$2,482,000 or 19%, to a total of \$15,505,000 in 1974-75. Of this increase, normal load growth accounted for \$2,306,000 or 18%, with the largest dollar increase occurring in Whitehorse, Frobisher Bay,

Continued on Page 16

Filled to the brim with girlish glee

Trois jeunes écolières



La génération brute d'énergie électrique pendant l'année s'est montée à 620 millions kWh. L'énergie de pointe s'élève à 112,000 kW, ce qui représente 67% du total de la capacité des installations thermiques et hydroélectriques qui est de 166,000 kW.

Les revenus provenant du chauffage étaient \$2,246,000, soit une augmentation de \$601,000 ou de 36% sur l'année 1973-74. A peu près \$80,000 de cette augmentation est le résultat des ventes accrues à Inuvik et à Frobisher Bay, à cause d'un hiver plus rigoureux que celui de l'année précédente. Le reste, \$520,000 est dû à une hausse des tarifs qui est entrée en vigueur en 1973-74 par suite de l'augmentation énorme du coût du combustible et des autres coûts. Par exemple, le coût du charbon utilisé à Moose Factory a augmenté de \$28.00 la tonne en 1973 à \$58.00 la tonne en 1974.

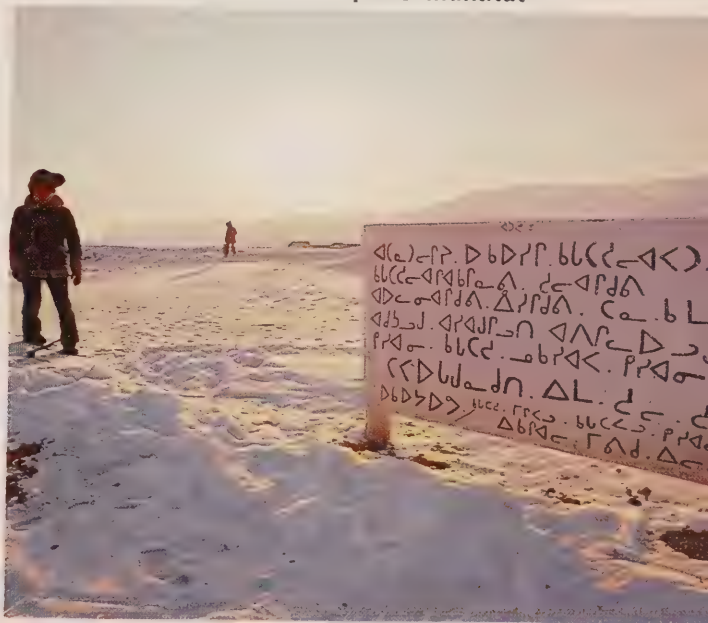
Les revenus provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation des installations se sont montés à \$813,000. Cette somme représente une augmentation de \$377,000 sur l'année précédente, et se rapporte principalement aux réparations et aux modifications au système utilidor à Frobisher Bay, pour le gouvernement des T.N.-O.

Les dépenses d'exploitation des centrales se chiffrent à \$14,885,000 ce qui représente \$4,163,000 ou 39% de plus qu'en 1973-74. De cette augmentation \$74,000 se rapportent au coût d'une année complète d'exploitation des deux centrales ajoutées en 1973-74, et au coût d'une année partielle de fonctionne-

Suite à la page 16

Inuktitut spoken here

Ici on parle Inuktitut





AUDITOR GENERAL OF CANADA

Ottawa, Ontario K1A 0G6

July 25, 1975.

The Honourable J. J. Buchanan, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development,
Ottawa.

Dear Mr. Buchanan,

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1975 and the statements of income and expense, retained earnings and changes in financial position for the year then ended. My examination included a general review of the accounting procedures and such tests of accounting records and other supporting evidence as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements give a true and fair view of the financial position of the Commission as at March 31, 1975 and the results of its operations and changes in financial position for the year then ended, in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year after giving retroactive effect to the change in accounting for contributed assets, as described in Note 2 to the financial statements.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Commission, the financial statements are in agreement therewith and the transactions that have come under my notice have been within the statutory power of the Commission.

Yours sincerely,

Auditor General of Canada.

AUDITEUR GENERAL DU CANADA

Ottawa, le 25 juillet 1975

L'honorable J. J. Buchanan, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et du
Nord canadien
Ottawa

Monsieur le Ministre,

J'ai examiné le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1975, ainsi que l'état des revenus et dépenses, l'état des bénéfices non répartis et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'année terminée à cette date. Mon examen a comporté une revue générale des méthodes de comptabilité et les sondages de registres comptables et de pièces justificatives que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent un aperçu juste et fidèle de la situation financière de la Commission au 31 mars 1975, ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'année terminée à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus. De plus, compte tenu du redressement rétroactif causé par le changement dans la comptabilisation des actifs contributifs tel que mentionné à la note 2 des états financiers, ces principes comptables ont été appliqués, à mon avis, de la même manière qu'au cours de l'année précédente.

De plus, je déclare que la Commission, à mon avis, a tenu des livres de comptabilité appropriés, que les états financiers sont conformes à ces derniers et que les opérations dont j'ai eu connaissance ont été effectuées dans le cadre de ses pouvoirs statutaires.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'assurance de ma très haute considération.

L'Auditeur général du Canada

**STATEMENT OF INCOME AND EXPENSE
FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1975**

**ETAT DES REVENUS ET DEPENSES
POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1975**

	<u>1975</u>	<u>1974</u>	
Income			Revenus:
Sale of power	\$15,505,083	\$13,023,035	Ventes de courant
Sale of heat	2,245,543	1,644,825	Ventes de chaleur
Contract income	813,106	436,226	Travaux à forfait
Water and sewerage	184,423	168,555	Services d'eau et d'égout
Interest	144,750	251,427	Intérêts
Other	170,598	80,138	Divers
	<u>19,063,503</u>	<u>15,604,206</u>	
Expense			Dépenses:
Operation and maintenance			Exploitation et entretien:
Salaries and wages	3,624,086	2,803,997	Traitements et salaires
Fuel and lubricants	5,597,051	3,692,783	Combustibles et lubrifiants
Depreciation	1,577,869	1,305,268	Amortissements (Note 1)
Plant, including maintenance	1,512,895	1,263,291	Centrales, y compris l'entretien
			Voyages, transport et
Travel removal and vehicle expense	673,849	563,891	déménagements
Employees' board and accom-			Pension et logements des employés
modation (net)	466,374	318,652	(coût net)
Materials and services	681,729	318,781	Matériaux et services
Amortization of deferred charges	173,528	76,155	Amortissements des frais reportés
Other	548,022	348,921	Divers
	<u>14,855,403</u>	<u>10,691,739</u>	
Engineering and general administration			Administration et services techniques:
Salaries	1,870,531	1,589,131	Traitements
General office expense including			Frais divers de bureau, y compris
amortization of deferred charges			l'amortissement des frais reportés
of \$42,285 (\$30,000 in 1974)	653,567	463,083	de \$42,285 (\$30,000 en 1974)
Travel	223,709	97,277	Voyages
Office accommodation including			
depreciation of \$77,766 (\$51,089			Locaux, y compris l'amortissement
in 1974)	170,058	115,293	de \$77,766 (\$51,089 en 1974)
	<u>2,917,865</u>	<u>2,264,784</u>	
Less amounts charged to capital			Moins: les sommes portées au
and recoverable projects	1,267,005	958,331	compte des immobilisations et
	<u>1,650,860</u>	<u>1,306,453</u>	des projets recouvrables
	<u>16,506,263</u>	<u>11,998,192</u>	
Operating income	2,557,240	3,606,014	Revenu net de l'exploitation
Interest on advances from Canada	3,743,806	3,251,667	Intérêts sur avances du Canada
Net (loss) income	<u>\$ (1,186,566)</u>	<u>\$ 354,347</u>	(Perte nette) revenu net

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

BALANCE SHEET AS AT MARCH 31, 1975

<u>Assets</u>	<u>1975</u>	<u>1974</u>	<u>Actif</u>
Current assets			Actif à court terme
Cash in bank	\$ 402,527	\$ 1,644,206	Encaisse
Accounts receivable	6,184,858	4,421,712	Comptes à recevoir
Inventories of maintenance and operating supplies, at cost	4,534,691	3,040,334	Stocks d'entretien et de fournitures d'exploitation, au prix coûtant
	<u>11,122,076</u>	<u>9,106,252</u>	
Bonds held as consumers' security deposits	50,000	75,000	Obligations gardées comme dépôts de garantie des consommateurs
Fixed assets, at cost			Immobilisations, au prix coûtant
Electric power plants	47,815,793	44,579,057	Centrales électriques
Transmission and distribution systems	20,347,333	19,008,279	Systèmes de transport et de distribution d'énergie
Other utilities	2,996,251	1,273,257	Autres systèmes de service
Staff accommodation	3,242,358	2,745,393	Logements du personnel
Warehouses, motor vehicle and general facilities	4,426,886	3,678,845	Entrepôts, véhicules, aménagements généraux
	78,828,621	71,284,831	
Less accumulated depreciation	16,177,218	14,763,429	Moins: Amortissement accumulé
	<u>62,651,403</u>	<u>56,521,402</u>	
Projects under construction	62,763,296	22,241,101	Construction en cours
Assets contributed by Canada and others — nominal value (Note 2)	1	1	Actif contribué par le Canada et autres —valeur nominal (Note 2)
	<u>125,414,700</u>	<u>78,762,504</u>	
Deferred charges	418,909	342,587	Frais reportés
	<u>\$137,005,685</u>	<u>\$88,286,343</u>	

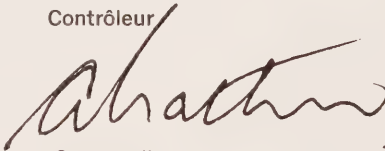
The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Les notes ci-jointes font parties intégrante des états financiers.

Certified correct:

Certifié exact:

Contrôleur

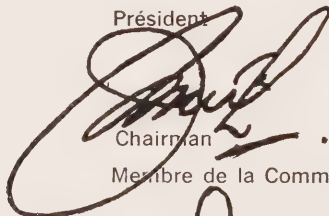


Comptroller

Approved on behalf of the Commission:


Approuvé au nom de la Commission:

Président



Chairman

Membre de la Commission



Member

BILAN AU 31 MARS 1975

Liabilities

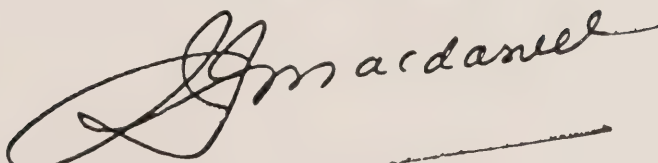
Passif

	<u>1975</u>	<u>1974</u>	
Current liabilities			Passif à court terme
Accounts payable	\$10,449,333	\$ 6,178,912	Comptes à payer
Contractors' holdback	1,828,653	557,260	Retenues des entrepreneurs
Due on Government of Canada advances	<u>—</u>	<u>138,200</u>	A payer sur avances du Canada
	<u>12,277,986</u>	<u>6,874,372</u>	
Consumers' and other security deposits	<u>72,944</u>	<u>97,144</u>	Dépôts des consommateurs et autres garanties
<u>Equity of Canada:</u>			<u>Avoir du Canada:</u>
Advances (Note 3)	119,713,201	75,186,707	Avances (Note 3)
Retained earnings			Bénéfices non répartis
Reserve for contingencies	4,321,879	3,938,879	Réserve pour éventualités
Unappropriated retained earnings	<u>619,675</u>	<u>2,189,241</u>	Bénéfices non répartis non affectés
	<u>4,941,554</u>	<u>6,128,120</u>	
	<u>124,654,755</u>	<u>81,314,827</u>	
	<u>\$137,005,685</u>	<u>\$88,286,343</u>	

I have examined the above balance sheet and the related statements of income and expense, retained earnings and changes in financial position and have reported thereon under date of July 25, 1975 to the Minister of Indian Affairs and Northern Development.

J'ai examiné le bilan ci-dessus ainsi que l'état des revenus et dépenses, l'état des bénéfices non répartis et l'état de l'évolution de la situation financière s'y rapportant et j'en ai fait rapport le 25 juillet 1975 au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

L'Auditeur général du Canada


Auditor General of Canada

**STATEMENT OF RETAINED EARNINGS
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1975**

**ETAT DES BENEFICES NON REPARTIS
POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1975**

	<u>1975</u>	<u>1974</u>	
Reserve for Contingencies			Réserve pour éventualités
Balance at beginning of year	\$ 3,938,879	\$ 3,573,879	Solde au début de l'année
Transfer from balance of retained earnings	383,000	365,000	Transfert de bénéfices
Balance at end of year	<u>4,321,879</u>	<u>3,938,879</u>	Solde à la fin de l'année
Unappropriated retained earnings			Bénéfices non répartis non affectés
Balance at beginning of year			Solde au début de l'année
As previously reported	<u>148,046</u>	<u>445,024</u>	Tel que déclaré l'an dernier
Add:			Ajouter:
Equity reinvested in fixed assets	2,004,496	1,914,496	Avoir réinvesti dans des immobilisations
Write-down of fixed assets contributed by Canada and others —nominal value (Note 2)	36,699	36,699	Réduction à une valeur nominale des immobilisations contribuées par le Canada et d'autres (Note 2)
Prior periods' adjustments (Note 4):			Redressement des années précédentes (Note 4): redressement de l'amortissement de véhicules
Vehicle depreciation restated	—	(196,325)	
	<u>2,041,195</u>	<u>1,754,870</u>	
As restated	2,189,241	2,199,894	Solde redressé
Net (loss) income	<u>(1,186,566)</u>	<u>354,347</u>	(Perte nette) revenu net
	<u>1,002,675</u>	<u>2,554,241</u>	
Transfers to reserve for contingencies	383,000	365,000	Transferts à la réserve pour éventualités
Balance at end of year	<u>619,675</u>	<u>2,189,241</u>	Solde à fin de l'année
Total retained earnings	<u>\$ 4,941,554</u>	<u>\$ 6,128,120</u>	Total des bénéfices non répartis

**STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL
POSITION FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1975**

**ETAT DE L'EVOLUTION DE LA
SITUATION FINANCIERE POUR L'ANNEE
TERMINEE LE 31 MARS 1975**

	<u>1975</u>	<u>1974</u>	
Funds provided by			Provenance des fonds
Operations			Exploitation
Net (loss) income for the year	\$(1,186,566)	\$ 354,347	(Perte nette) revenu net de l'année
Items not requiring the outlay of funds			Amortissement ne comportant pas de déboursé
Depreciation	1,655,635	1,356,357	Immobilisations
Amortization of deferred charges	215,813	106,155	Frais reportés
	<u>684,882</u>	<u>1,816,859</u>	
Loans from Canada	43,102,000	17,975,000	Avances du Canada
Accrued interest on loans from Canada	2,849,025	790,544	Intérêts courus sur les avances du Canada
Disposal of fixed assets	43,500	10,970	Vente d'immobilisations
Other (net)	800	8,886	Divers (net)
	<u>46,680,207</u>	<u>20,602,259</u>	
Funds applied to			Utilisation des fonds
Additions to fixed assets	48,351,331	21,843,919	Immobilisations additionnelles
Repayment of Canada loans	1,424,531	1,580,129	Remboursement des avances du Canada
Additions to deferred charges	292,135	224,767	Augmentations des frais reportés
	<u>50,067,997</u>	<u>23,648,815</u>	
Decrease in working capital	3,387,790	3,046,556	Diminution du fonds de roulement
Working capital at beginning of year	2,231,880	5,278,436	Fonds de roulement au début de l'année
Working capital (deficiency) at end of year	<u>\$(1,155,910)</u>	<u>\$ 2,231,880</u>	Fonds de roulement (déficit) à la fin de l'année
The accompanying notes are an integral part of the financial statements.			Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS

1. Accounting Policies

Depreciation Policy

It is a policy of the Commission to calculate depreciation on fixed assets purchased out of advances from Canada using the sinking fund method. This has the effect of charging as depreciation an amount equivalent to the principal repayment of the associated loan which itself is amortized over the estimated economic life of the asset. For assets purchased from internally generated funds and the head office building, the Commission charges straight-line depreciation over the estimated economic life of the asset.

Projects Under Construction

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest bearing advances from Canada. Interest at current rates is added to the capital cost of fixed assets under construction and is capitalized on completion of each project. Engineering and technical support expense is charged to capital expenditures as a component of fixed asset cost on the basis of time reported at appropriate labour and overhead rates. A share of general administration expense is charged to capital projects as a percentage of project cost, based on the measure of effort spent on capital projects.

Deferred Charges

Deferred charges represent the unamortized costs of relocating the Head Office of the Commission from Ottawa to Edmonton and of terminated project site investigations. The Head Office relocation costs and project site investigations are being written off to operations over a period of five years and three years respectively.

2. Gifted Assets—Contributed Surplus

Fixed assets gifted to the Commission by Canada and others have been written off to better reflect the absence of any depreciation charge and associated incremental revenue. March 31, 1974 figures have been restated to be comparable with those of the year ended March 31, 1975.

3. Advances From Canada

Advances from Canada including interest capitalized upon completion of each project are repaid by equal annual instalments of principal and interest over the estimated economic life of the related assets which varies from ten to forty years. During 1975-76 the Commission will pay the sum of \$1,720,896 in respect of the principal of such loans with interest rates varying from 3½% to 9¾%.

4. Prior Periods' Adjustments

During the year 1973-74 the Commission changed its policy on the depreciation of motor vehicles from an annuity basis over the life of the loans used for their acquisition to a straight-line basis over four years which resulted in a prior periods' adjustments of \$196,325.

5. Remuneration of Members and Officers

The aggregate remuneration paid by the Commission during the fiscal year ended March 31, 1975 to its three members and six officers of whom one is also a member was \$1,200 and \$147,135 respectively.

NOTES AUX ETATS FINANCIERS

1. Conventions comptables

Politique d'amortissement

C'est la politique de la Commission de calculer l'amortissement sur les immobilisations, achetées grâce aux avances du Canada, en utilisant la méthode du fonds de remboursement. Ceci a comme effet d'imputer comme amortissement un montant équivalent au remboursement du capital de l'emprunt associé qui, lui-même, est amorti sur la durée économique prévue de l'immobilisation. Pour ce qui est des immobilisations achetées à partir des bénéfices et des immobilisations du siège social, la Commission impute la méthode d'amortissement linéaire sur la prévision de la vie utile de l'immobilisation.

Projets en voie de construction

La Commission reçoit des fonds pour des dépenses en capital sous forme d'avances du Canada et portant intérêts. L'intérêt aux taux courants est ajouté au coût en capital des immobilisations en voie de construction et est capitalisé lors de la terminaison de chaque projet. Les dépenses d'ingénierie et d'apport technique sont imputées aux comptes des immobilisations comme en faisant partie intégrale. Ces dépenses représentent les heures consacrées aux différents travaux et les frais généraux à leurs taux respectifs. Une partie des dépenses générales d'administration est imputée au compte des projets d'immobilisations à raison d'un pourcentage du coût du projet, basé sur la quantité de travail consacré aux projets d'immobilisations.

Frais reportés

Les frais reportés représentent le coût non amorti de la relocalisation du siège social de la Commission d'Ottawa à Edmonton et de clôture du projet de la recherche de site. Les coûts de relocalisation du siège social et les projets de recherches sont radiés de l'exploitation couvrant une période de cinq et trois ans respectivement.

2. Actifs donnés — Surplus d'apport

Les immobilisations données à la Commission par le Canada et d'autres, ont été radiées pour améliorer le reflet de l'absence d'un amortissement imputé et associé à l'augmentation du revenu. Au 31 mars 1974, les chiffres ont été redressés pour pouvoir comparer avec ceux de l'année terminée le 31 mars 1975.

3. Avances du Canada

Les avances du Canada, y compris les intérêts capitalisés à la fin de chaque projet sont alors remboursées sous forme de versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts répartis sur la durée économique prévue de l'actif en question, période qui varie de dix à quarante ans. Au cours de l'année 1975-76, la Commission versera \$1,720,896 sur le principal de ces emprunts avec taux d'intérêt variant de 3½% à 9¾%.

4. Régularisation des années antérieures

Pendant l'année 1973-74 la Commission a changé sa politique d'amortissement des véhicules moteurs passant d'une annuité basée sur la vie des emprunts utilisés pour l'acquisition à une méthode linéaire basée sur une période de quatre ans, dont résulte une régularisation des années antérieures de \$196,325.

5. Rémunération des administrateurs et fonctionnaires exécutifs

La rémunération globale payée par la Commission durant l'année fiscale terminée le 31 mars 1975 à ses trois administrateurs et six fonctionnaires exécutifs (dont l'un est également administrateur) était de \$1,200 et \$147,135 respectivement.

Continued from page 9

and Mayo. The remaining increase of \$176,000 was due to increased income for a full year's operation in 1974-75 of the plants which came into operation in the prior year, together with the income from the six plants added to the system during the fiscal year under review.

Gross generation of electrical energy during the year totalled 620 million KWH. Peak loads totalled 112,000 KW which represented 67% of total installed thermal and hydro capacity of 166,000 KW.

Income from the sale of heat amounted to \$2,246,000, an increase of \$601,000 or 36% over 1973-74. About \$80,000 of this increase resulted from the increased sales because of the colder winter in Inuvik and Frobisher Bay. The remaining \$520,000 related to increased heating tariffs which were put into effect in 1973-74 because of greatly increased fuel and other costs. As an example, the cost of coal in Moose Factory increased from \$28.00 per ton in 1973 to \$58.00 per ton in 1974.

Income from construction, maintenance and operation of facilities amounted to \$813,000. This was an increase of \$377,000 over the prior year, and related primarily to repairs and modifications to the utilidor system in Frobisher Bay for the Government of the N.W.T.

Plant operating expense of \$14,885,000 was \$4,163,000 or 39% more than in 1973-74. Of this increase, \$74,000 related to the additional cost of a full year's operation of two plants added in 1973-74 and the part-year cost of six plants added in 1974-75. The remaining increase was \$4,089,000 or 38% over last year, and related to costs arising from increased sales as well as economic increases in salaries, fuel oil, and other operating expenses. The increased cost of fuel alone was \$1,904,000 or 52% more than in 1973-74, reflecting increased thermal generation as well as higher fuel prices. In 1974-75, 15.9 million gallons of oil were used, an increase of 3.3 million gallons or 26% over the prior year.

A systematic review of diesel engine performance in the Northwest Territories was carried out under regional supervision during the year. It revealed potential trouble in a number of engines, and enabled preventive maintenance to be carried out with corresponding cost savings.

Administration expense includes the cost of regional offices in Yellowknife and Whitehorse and of Head Office. The increase in total expense of \$653,000 over the prior year related to general economic increases in salaries and other office costs, together with the additional support costs of the capital expansion program. These latter costs, amounting to over \$300,000, were charged to capital and other related projects, and a total of \$1,267,000 was so charged in the fiscal year. The regional

Suite de la page 9

ment des six centrales ajoutées en 1974-75. Le reste de l'augmentation de \$4,089,000, 38% de plus que l'année passée, correspond aux coûts provenant de l'accroissement des ventes, à la hausse des salaires, à l'augmentation du prix du mazout et des autres dépenses d'exploitation. L'augmentation du coût du combustible à lui seul est de \$1,904,000 ou 52% de plus qu'en 1973-74, ce qui reflète l'augmentation de la génération d'énergie thermique et le prix plus élevé du combustible. En 1974-75, 15.9 millions de gallons de mazout ont été consommés, soit une augmentation de 3.3 millions de gallons ou 26% de plus que l'année précédente.

Pendant l'année, sous la surveillance de son personnel régional, la Commission a fait une étude systématique du rendement des moteurs diesel dans les Territoires du Nord-Ouest. Cette étude a révélé que plusieurs moteurs pourraient avoir des pannes et ceci a permis au personnel de s'en occuper en vue de prévenir ces problèmes et réduire les coûts d'entretien.

Les dépenses d'administration comprennent le coût des bureaux régionaux à Yellowknife et à Whitehorse et celui du siège social. L'augmentation de \$653,000 des dépenses totales par rapport à l'année précédente est attribuée à la hausse des salaires et des autres dépenses de bureau ainsi qu'aux coûts supplémentaires de soutien du programme de développement des immobilisations. Ces derniers coûts se chiffrant à quelque \$300,000 ont été mis au compte des immobilisations et des autres projets apparentés, et ainsi le compte de l'année a été débité de la somme de \$1,267,000.

Les bureaux régionaux ont continué de soutenir les centrales en cours de construction et les projets majeurs d'entretien.

Des intérêts se chiffrant à \$3,744,000 ont été versés au Canada sur les avances pour l'immobilisation. Les taux d'intérêt ont varié de 3 1/8 % sur les prêts reçus en 1953 jusqu'à un maximum de 9 3/4 % sur des prêts d'une durée de 20 ans, reçus en 1974-75. L'amortissement pour l'année a été de \$1,656,000 et ceci comprend un montant de \$1,563,000 qui correspond au remboursement au Canada du capital sur ces prêts.

L'actif immobilisé au coût de \$141,592,000 a augmenté de \$48,066,000 pendant l'année. Environ \$3.2 millions de cette augmentation se rapportent aux centrales diesels et électriques, \$1.3 millions aux systèmes de transport et de distribution d'énergie, \$750,000 aux entrepôts, aux véhicules et aux aménagements généraux, \$500,000 aux logements du personnel et \$1.7 millions aux autres services publics.

Le coût des projets en cours a augmenté d'environ \$40 millions, dont quelque \$36 mil-

offices continued to give support to plants in construction and major maintenance projects.

Interest amounting to \$3,744,000 was paid to Canada on advances received on loan for capital projects. Rates of interest varied from $3\frac{1}{8}\%$ on loans received in 1953 to a high of $9\frac{3}{4}\%$ on 20 year loans received during 1974-75. Included in the total of \$1,656,000 charged for depreciation was an amount of \$1,563,000 equivalent to repayments to Canada of principal amounts on these loans.

Capital assets at cost of \$141,592,000 increased by \$48,066,000 during the year. Some \$3.2 million of this increase related to diesel electric power plants, \$1.3 million to transmission and distribution systems, \$750,000 to warehouses, motor vehicles and general facilities, \$500,000 to staff accommodation, and \$1.7 million to other utilities.

Projects under construction increased by some \$40 million, some \$36 million of this related to new hydro developments at Aishihik, Snare and Taltson.

The Commission is required to charge utility rates which include a reserve for contingency. Policy is to build up a reserve not to exceed 6% of cost of capital assets at each plant. The reserve amounted to \$4,322,000 or 3.1% of cost of capital assets at March 31, 1975, after transfer during the year of \$383,000 from retained earnings. As earnings at each plant permit, further transfer will be made in accordance with this policy.

The Commission is also required to review its rates for public utilities annually, so as to recover costs as defined in its authorizing Act. For very many years, the reviews had resulted in rate reductions, so that power rates charged in 1973 were lower than those charged when plants first went into production. Cost increases during this period were absorbed out of increased revenues.

Since 1973, with the change in world fuel oil prices and the increased rates of inflation affecting the costs of construction, salaries, supplies and interest rates, the situation has changed abruptly.

With regret, the Commission has been obliged to increase rates for utility services at some of its plants. In all cases, rate increases were made after consultation with the Territorial Public Utilities Boards.

There is, at present, every indication that further rate increases will be necessary. In common with every other utility company, the Commission is obliged to pass on to its customers increased costs caused by inflation. The Commission is seeking, wherever it can, to substitute the more stable cost hydro-electric power for diesel power so as to keep rates as low as possible.

lions couvrent les dépenses des nouveaux développements hydro-électriques à Aishihik, à Snare et à Taltson.

La Commission est requise par la loi d'établir ses taux de telle sorte qu'ils incluent une réserve pour éventualités. La politique est d'établir une réserve qui n'excède pas 6% du coût des immobilisations à chaque centrale. La réserve s'élevait à \$4,322,000 ou 3.1% de l'actif au 31 mars 1975, après que fut fait au cours de l'année un virement de \$383,000 provenant des revenus retenus. Aux fur et à mesure que les bénéfices le permettront, d'autres virements seront effectués selon cette politique.

La Commission doit aussi revoir chaque année ses taux de services publics pour récupérer ses coûts, ainsi que stipule le mandat qui lui est conféré. Pendant plusieurs années, ces révisions avaient abouti à la réduction des taux, de telle sorte que les taux de l'énergie électrique imposés en 1973 ont été plus bas que ceux imposés lors de l'ouverture des centrales. L'augmentation des coûts pendant cette période a été absorbée par l'accroissement des revenus.

Depuis 1973, la situation a changé radicalement à cause de la hausse mondiale du prix du mazout et à cause de la croissance du taux d'inflation qui affecte le coût de la construction, les salaires, les matériaux et les taux d'intérêt.

A regret, la Commission a été obligée d'augmenter les taux des services publics à une vingtaine de ses centrales. Dans tous les cas, la Commission n'a effectué la hausse qu'après avoir consulté le Conseil des services publics des Territoires.

Il est apparent actuellement qu'il sera nécessaire de continuer à augmenter les taux de ses services. Comme toute compagnie d'énergie électrique, la Commission se voit forcée de faire absorber par ses clients l'augmentation des coûts causée par l'inflation. La Commission essaie, où elle le peut, de substituer à l'énergie diesel l'énergie hydro-électrique dont le coût est plus stable: ceci afin de maintenir le prix de l'énergie le plus bas possible.

Engine maintenance at Pangnirtung

L'entretien des moteurs à Pangnirtung



PLANNING FOR THE FUTURE

The Commission maintains a continuing program to review future demands for power and alternative sources of energy supply. Where alternatives are reasonably available, studies are developed to determine the most economic and feasible plans to meet the projected demand, compatible with social and environmental objectives.

The major efforts over the past year have centered around the expansion of the Commission's three largest hydro systems, in the Whitehorse, Yellowknife and Taltson-Pine Point areas. Plans are in progress to develop further hydro power at each of these locations.

Water license restrictions at present applicable to the Aishihik project led to a study of plant load distribution in the Whitehorse system for the next 15 years. The study confirmed the value of increased water storage at Aishihik Lake, and the Commission will seek an amendment to the water licence to enable optimum use of the water available for all purposes, including fisheries and environmental use.

A new control structure is planned for Marsh Lake to replace the old dam which is over 25 years old and showing signs of deterioration. Following public hearings before the Yukon Territory Water Board, the Commission received a water licence approving the new structure which is designed to permit fuller water control of the Yukon River for improved generating capacity in the future.

The long term demand for power in the southern Yukon has been reviewed and the Commission has concluded that a large capacity hydro site will be necessary early in the 1980's. This conclusion has been given wide publicity in the Yukon, and public meetings have been held in several of the larger centres for the information of the public. By this means, the Commission expects to get some guidance from Yukoners as to their own priorities and preferences for such a power development, from amongst possible sites including the Frances River, Granite Canyon on the Pelly River, Five Fingers Rapids on the Yukon River, and Fraser Falls on the Stewart River.

Pending selection of a site for a major pro-

Chief Arrowmaker of Rae receives a cheque for land clearing

Le chef Arrowmaker de la réserve de Rae recevant un chèque pour un travail exécuté par la tribu

PERSPECTIVES D'AVENIR

La Commission poursuit un programme continu qui a pour but d'étudier les futures demandes d'énergie et les autres sources d'approvisionnement énergétique. Lorsque des alternatives sont assez facilement disponibles, des études sont entreprises pour déterminer les plans qui permettraient de rencontrer la demande prévue de la façon la plus économique et réalisable, tout en étant compatible avec les objectifs sociaux et écologiques.

L'expansion des trois plus grands systèmes hydro-électriques de la Commission, dans les régions de Whitehorse, de Yellowknife et de Taltson-Pine Point, représente les efforts de l'année qui se termine. Des plans en cours ont pour but de développer plus d'énergie hydro-électrique à chacun de ces endroits.

Les restrictions du permis d'eau qui touchent actuellement le projet d'Aishihik ont conduit à une étude de la distribution de la charge des centrales dans le système de Whitehorse pour les 15 années à venir. L'étude a confirmé qu'il serait avantageux d'entreposer plus d'eau au lac Aishihik, et la Commission va tenter de faire modifier le permis d'eau pour permettre la plus grande utilisation d'eau disponible à toute fin, y compris la pêche et les fins écologiques.

Un nouveau barrage est prévu à Marsh Lake afin de remplacer celui qui existe depuis plus de 25 ans et qui donne des signes de détérioration. À la suite d'une audition publique devant l'Office des eaux du territoire du Yukon, la Commission a obtenu un permis d'eau approuvant le nouveau barrage qui est conçu de façon à permettre un plus grand contrôle de l'eau de la rivière Yukon afin d'en augmenter dans l'avenir sa capacité génératrice.

La demande à long terme d'énergie dans le sud du Yukon a été réétudiée et la Commission





Sourdough Rendezvous festivities at Whitehorse
Photo by Yukon Government



Les fêtes du Rendez-vous du Sourdough à Whitehorse

Photo par Michael Helm, Whitehorse

ject, and to provide economic power to meet continued load growth on the Whitehorse system, it is planned to add a fourth hydro unit to the present plant at Whitehorse Rapids. This unit of some 20 MW will use water which is now being spilled, and generate in the order of 70 million KWH a year. It is expected to be on line in 1978.

The steady increase in demand for power in the Fort Smith-Pine Point-Fort Resolution system has resulted in the need to provide peaking power by diesel over the past year. In the longer term, it is planned to add an additional hydro plant of some 15 MW capacity at Elsie Falls, one mile below the existing plant at Twin Gorges on the Taltson River. In the short run, as an economic alternative to diesel generation in view of rapidly escalating fuel costs, it has been decided to add a small extension to the plant at Twin Gorges to become operational in 1976. The extension will consist of four 1 MW hydro units of such a design that they can be removed and reinstalled elsewhere when the plant at Elsie Falls is completed in 1978.

The present 170 mile, 115 KV transmission line from Taltson hydro plant to Pine Point, is operating at close to full capacity and will require improvement as the load continues to grow. It is proposed to construct a second line to accommodate plans for system expansion. Such a line will improve system regulation, reliability, and economy.

The Commission is also in process of discussions with Alberta Power Limited and communities in the southern Great Slave Lake area, on the potential benefits and costs of a system intertie with the company's thermal plant in northern Alberta.

Growth of the economy in the Yellowknife

a conclu qu'un site hydro-électrique d'une grande capacité sera nécessaire au début des années 1980. Cette conclusion s'est vue entourer de beaucoup de publicité dans le Yukon, et des assemblées publiques ont eu lieu dans plusieurs centres importants pour en informer le public. Ainsi, la Commission s'attend à obtenir des recommandations des gens du Yukon quant à leurs priorités et préférences en ce qui a trait aux sites possibles d'un développement hydro-électrique qui incluraient la rivière Frances, Granite Canyon sur la rivière Pelly, Five Fingers Rapids sur la rivière Yukon et Fraser Falls sur la rivière Stewart.

En attendant la sélection d'un site pour un projet majeur, et pour fournir la puissance économique requise afin de répondre à l'accroissement de la charge sur le système de Whitehorse, l'addition d'une quatrième unité hydro-électrique à la centrale actuelle de Whitehorse Rapids a été prévue. Cette unité de quelque 20 mW emploiera l'eau qu'on laisse s'écouler en ce moment, et produira dans les environs de 70 millions kWh par année. On s'attend à ce qu'elle fonctionne en 1978.

L'accroissement constant de la demande d'énergie dans le système Fort Smith-Pine Point-Fort Resolution a créé la nécessité de produire de l'énergie de pointe par diesel, depuis les dernières années. Les projets à long terme prévoient l'addition d'une autre centrale hydro-électrique d'une capacité de quelque 15 mW à Elsie Falls, à un mille en bas de celle qui se trouve à Twin Gorges sur la rivière Taltson. En fin de compte, comme alternative économique à la production diesel, la décision a été prise, à cause de l'escalation rapide du coût du mazout, d'ajouter une petite extension à la centrale de Twin Gorges qui commencera à fonctionner

area has increased the demand for power to the extent that standby diesel units in Yellowknife have been used to supplement hydro supplies at peak periods. The sudden increase in fuel costs in 1973 advanced the need for additional hydro supplies, and plans have been made to develop the full head of 78 feet between Snare Falls and Strutt Lake on the Snare River. The first phase of this development at Snare Forks is due to be completed in 1976. The second phase, at Snare Cascades, is expected to be on line in 1977. These two plants will provide an additional 13 MW to the Yellowknife system.

Future development for the Yellowknife system is expected to be on the Lac La Martre River, about 100 miles northwest of Yellowknife. Reconnaissance and drilling programs have been carried out to identify site alternatives, foundation conditions and areas of social and environmental concern. The site has a potential of 40 to 50 MW, and the timing of development will depend mainly on the continued activities of the mining industry in the area.

In other locations the pressure of highly inflationary costs has prompted further investigation to explore the feasibility of substituting hydro power for the present diesel units. These locations include Coppermine, Fort Simpson, Frobisher Bay, Inuvik and Norman Wells in N.W.T., and Dawson, Y.T.

Poles from Watson Lake used for transmission lines

Photo by Yukon Government

Poteaux de la région de Watson Lake servant dans la construction de réseaux de transport

Photo par le Gouvernement du Yukon



en 1976. Cette extension comprendra quatre unités hydro-électrique de 1 mW construites de telle façon qu'elles puissent être enlevées et réinstallées ailleurs lorsque la centrale à Elsie Falls sera complétée en 1978.

En ce moment la ligne de transmission de 115 kW soit 170 milles entre la centrale hydro-électrique de Taltson jusqu'à Pine Point, fonctionne presque à pleine capacité et exigera des améliorations à mesure que la charge continuera d'augmenter. On propose de construire une seconde ligne pour aller selon les plans d'expansion du système. Une telle ligne améliorera la régulation du système et le rendra plus sûr et économique.

La Commission est en train de discuter avec Alberta Power Limited et les communautés de la région du sud du Grand Lac des Esclaves, les avantages possibles et les coûts d'un système relié à la centrale thermique de la compagnie dans le nord de l'Alberta.

L'accroissement de l'économie dans la région de Yellowknife a fait grandir la demande d'énergie au point que les unités diesel de réserve à Yellowknife ont été employés pour augmenter la production hydro-électrique aux périodes de pointe. L'augmentation subite du coût du mazout en 1973 a fait hâter le besoin d'approvisionnement hydro-électrique additionnel, et des projets ont été faits en vue de développer un plein musoir de 78 pieds entre Snare Falls et le Lac Strutt, sur la rivière Snare. La première phase de ce développement à Snare Forks doit être complétée en 1976. La deuxième phase à Snare Cascades devrait être terminée en 1977. Ces deux centrales fourniront 13 mW additionnels au système de Yellowknife.

On s'attend à ce que le prochain développement du système de Yellowknife soit sur la rivière du lac la Martre, à 100 milles environ au nord-ouest de Yellowknife. Des programmes d'exploration et de sondage ont été poursuivis pour trouver le meilleur site et pour étudier les conditions du soubassement rocheux et les questions du domaine social et écologique. Ce site a un potentiel de 40 à 50 mW et la séquence du développement dépendra surtout de la continuation de l'activité de l'industrie minière dans la région.

Dans d'autres endroits, la pression des coûts hautement inflationnaires a incité à faire d'autres investigations pour explorer la possibilité de remplacer par l'énergie hydro-électrique les unités diesel actuelles. Ces endroits comprennent Coppermine, Fort Simpson, Frobisher Bay, Inuvik, et Norman Wells dans les T.N.-O., et Dawson, dans le Yukon.

Tout en considérant le développement hydro-électrique comme la source principale de nouvelle énergie pendant les prochains dix ans environ, la Commission continue d'étudier

While hydro-electric development is seen as the principal new source of power over the next ten years or so, the Commission continues to examine all alternatives. A series of power inventory reports documenting all known sources of power, including hydro, thermal, and geothermal is in course of preparation. The Commission is also experimenting with wind-powered units and will test several 40 KW units at various sites over the next few years.

The use of natural gas or its residuals as an alternative to diesel fuel is under consideration for locations in the MacKenzie Valley likely to be close to such sources. Inuvik electricity and heating plants in particular, located close to the gas fields, could be converted from oil to gas should the alternative fuel prove to be more economical.

There are a number of considerations which guide the Commission in making its choices. They include:

- the most economic cost to the customer,
- the responsibility to assist in economic development,
- the social effects of the alternatives on the people in the area concerned, and,
- the environmental effects on plants, water, animals and the land.

All of these considerations are taken into account in the best interests of the people in the North.

Northern artists



toutes les autres possibilités. Une série d'inventaires faisant rapport de toutes les sources connues d'énergie, comprenant l'énergie électrique, thermique et géothermique, est en voie de préparation. La Commission poursuit aussi des expériences sur des unités mues par le vent et essaiera plusieurs unités de 40 kW à différents endroits pendant les prochaines années.

L'emploi du gaz naturel ou de ses résidus au lieu du diesel est considéré comme une possibilité dans la vallée du MacKenzie pour certains endroits qui pourraient se trouver proches de telles sources. La centrale électrique et la centrale de chauffage à Inuvik, situées près des champs de gaz naturel pourraient être converties de l'huile au gaz si cette alternative s'avérait plus économique.

La Commission prend en considération plusieurs points avant de faire ses choix. Ce sont:

- le coût le plus économique,
- la responsabilité d'aider au développement économique,
- les effets sociaux de ces choix sur la population des endroits concernés, et,
- les effets écologiques sur les plantes, l'eau, les animaux et le sol.

Tout ceci est pris en considération pour le plus grand bien de la population du Nord.

Artisans à l'oeuvre



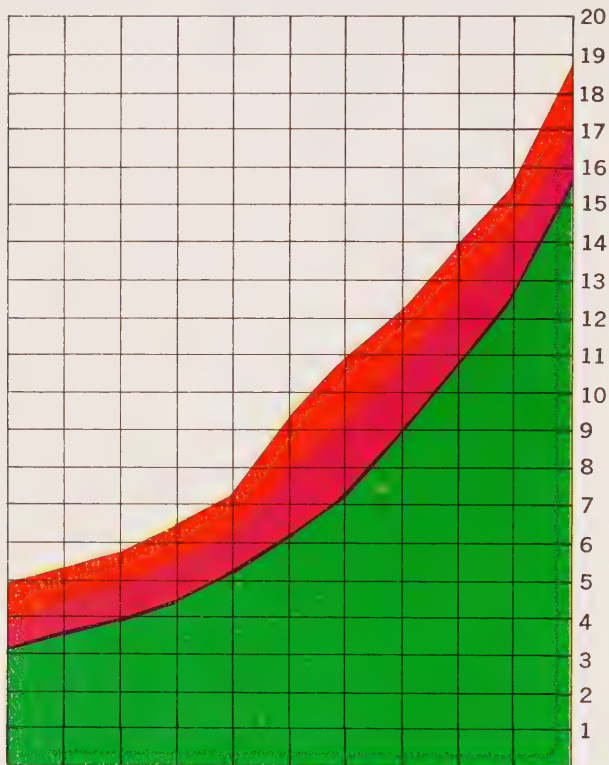


Substation — Coral Harbour
Poste à Coral Harbour

Why not!
Pourquoi pas!



Revenue from sales in \$ millions



Fiscal year 1965 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75
Année fiscale Recettes des ventes en millions de dollars



Contract and other



Travaux à forfait
et divers

Heat and water



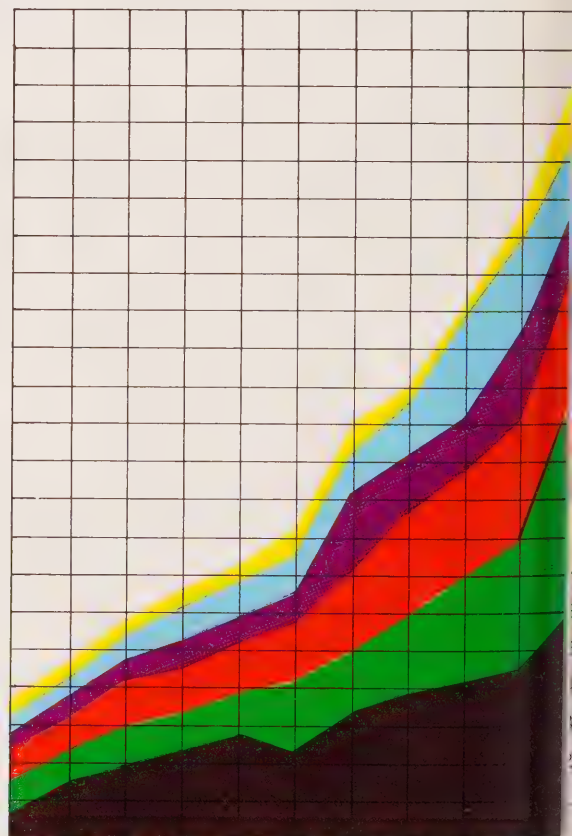
Chauffage et eau

Electricity



Electricité

Expenditure in \$ millions



Fiscal year 1965 66 67 68 69 70 71 72 73 74
Année fiscale Dépenses en millions de dollars

OPERATING STATISTICS

Year Ended 31 March

GENERAL DATA

No. of Operations
No. of Employees

ELECTRIC POWER

Installed Capacity
(kw in thousands)

Hydro
Thermal

Total

NET PEAK LOAD
(kw in thousands)

Generation

(kwh in millions)

Hydro
Thermal

Purchased

Total

Sales

(kwh in millions)

HEAT AND WATER

Heat Sales

(BTUs in billions)

Water Sales

(Gals. in millions)

FINANCIAL

(millions of dollars)

Gross Revenue

Operating Expense

Debt Retirement

Interest

Net Income (Loss)

Contingency

Surplus (Deficit)

GROSS INVESTMENT

(millions of dollars)

RESUME STATISTIQUE

Année terminée 31 mars

DONNEES GENERALES

Nombre de centrales en
exploitation
Nombre d'employés

ENERGIE ELECTRIQUE

Capacité de production
(en milliers de kW)

Hydraulique
Thermique

Total

CHARGE DE POINTE NETTE
(en milliers de kW)

Production

(en millions de kWh)

Hydraulique
Thermique

Achats

Total

Ventes

(en millions de kWh)

CHALEUR ET EAU

Ventes d'énergie calorifique

(en milliards de BTU)

Ventes d'eau

(en millions de gallons)

FINANCES

(en millions de dollars)

Revenu brut

Dépenses d'exploitation

Remboursement de capital

Intérêt

Revenu net (Perte nette)

Réserve pour imprévus

Surplus (Déficit)

INVESTISSEMENTS BRUTS

(en millions de dollars)

STATEMENT OF INCOME AND EXPENSE
BY REGIONS FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1975

(in \$000)

Income:				
Sale of power				
Sale of heat				
Contract income				
Water and sewerage services				
Interest income				
Miscellaneous				
Expense:				
Operation and maintenance:				
Salaries and wages				
Fuel and lubricants				
Depreciation				
Plant, including maintenance				
Travel, removal and vehicle expense				
Employees' board and accommodation (net)				
Materials and services				
Amortization of deferred charges				
Miscellaneous				
Engineering and general administration				
Interest on advances from Canada				
Total expenses				
Net income (loss)				
Deduct Transfer to Contingency Reserve				
Surplus (Deficit)				

ETAT DES REVENUS ET DES DEPENSES
PAR REGIONS POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1975

(en milliers de dollars)

Recettes:				
Ventes de courant				
Ventes de chaleur				
Travaux à forfait				
Services d'eau et d'égout				
Intérêt				
Divers				
Dépenses:				
Frais d'exploitation et d'entretien				
Traitements et salaires				
Combustibles et lubrifiants				
Amortissements				
Centrales, y compris les améliorations				
Voyages et transport				
Pension et logement des employés (coût net)				
Matériaux et services				
Amortissement des frais reportés				
Divers				
Administration et services techniques				
Intérêt sur avances du Canada				
Dépenses globales				
Revenu net (perte nette)				
A déduire: transfert à la réserve pour imprévus				
Surplus (déficit)				





CAI
NØ
-A 56

28th ANNUAL REVIEW

28e REVUE ANNUELLE



Canada

NORTHERN
CANADA
POWER
COMMISSION

NCPC

COMMISSION
D'ENERGIE
DU NORD
CANADIEN



Compte rendu
de l'exercice
28th ANNUAL REVIEW
For the Year Ended
March 31st, 1976

28e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1976

TABLE OF CONTENTS

Business of the Commission	1
Areas Served	2
Commission Members, Executive and Regional Offices	3
Northern Canada Power Commission Act	4
Review of Operations for 1975-76	5-10
Planning for the Future	11-14
Report of the Auditor General	15
Financial Statements	16-20
Revenue and Expenditures for 10 years	21
Operating Statistics 10 year period	22
Income and Expense by Region	23
Map	24

TABLE DES MATIERES

Fonctions et pouvoirs de la Commission
Régions desservies
Membres, exécutifs, bureaux régionaux
Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien
Bilan de l'année 1975-76
Perspectives d'avenir
Rapport de l'auditeur général
Etats financiers
Revenus et dépenses - Période de 10 ans
Résumé statistique - Période de 10 ans
Etat des recettes et des dépenses par régions
Carte

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories.

The Commission is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

It is a requirement of the Authorizing Act that projects undertaken by the Commission shall be self-sustaining. Consequently rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest on investment, repayment of principal over a period of years corresponding to the estimated economic life of the related projects, operating, maintenance and administrative expenses, and a contingency reserve sufficient to meet unforeseen or emergency expenditures.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (chap. 42, 4-5, Elisabeth II). La Commission est le principal producteur d'électricité au nord du 60ème parallèle et exploite les réseaux principaux de ligne de haute tension au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

La Commission s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics et des réseaux de distribution et à exploiter ces installations dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et même ailleurs au Canada sous réserve de l'approbation du gouverneur général en conseil.

La Loi exige que chacune des entreprises exploitées par la Commission soit financièrement autonome. Par conséquent, les tarifs des services publics qu'elle fournit doivent lui permettre d'acquitter l'intérêt sur les placements, de rembourser le capital au cours de la période correspondant à la durée prévue d'exploitation des entreprises, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification de l'auditeur général du Canada.

Electricity

Generation, transmission and/or distribution of electricity at:

Northwest Territories:

Aishihik, Aklavik, Arctic Bay, Arctic Red River, Baker Lake, Broughton Island, Cambridge Bay, Cape Dorset, Chesterfield Inlet, Clyde River, Coppermine, Coral Harbour, Detah, Edzo, Eskimo Point, Field, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Frobisher Bay, Gjoa Haven, Grise Fiord, Hall Beach, Holman, Igloodik, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Lake Harbour, Nahanni Butte, Norman Wells, Pangnirtung, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Pond Inlet, Rae, Rankin Inlet, Repulse Bay, Resolute Bay, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Whale Cove, Wrigley, Yellowknife.

Yukon Territory:

Dawson, Elsa, Faro, Johnsons Crossing, Mayo, Whitehorse

British Columbia:

Field

Ontario:

Moose Factory

Electricité

Production, transport, distribution d'énergie électrique à:

Territoires du Nord-Ouest:

Territoire du Yukon:

Colombie-Britannique:

Ontario:

Central Heating

Generation and distribution of heat at:

Northwest Territories:

Inuvik, Frobisher Bay

Ontario:

Moose Factory

Chauffage Central

Production et distribution d'énergie calorifique à:

Territoires du Nord-Ouest:

Ontario:

Water and Sewerage

Northwest Territories:

Inuvik

Ontario:

Moose Factory

Eau et égout

Territoires du Nord-Ouest:

Ontario:

Contract Work

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories, and the water and sewerage services at Frobisher Bay, N.W.T. and Dawson, Y.T. for the respective Territorial Governments. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

Travaux à forfait

La Commission exploite les stations de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ainsi que les services d'eau et d'égout à Dawson City, T.Y. et à Frobisher Bay, T.N.-O. pour les gouvernements respectifs. De plus la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, effectuant notamment des travaux d'aménagements et de construction à divers emplacements, par des ministères et d'autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

MEMBERS OF THE COMMISSION:

James Smith - Chairman
 A. Digby Hunt - Member
 Peter Jenkins - Member
 Joseph F. Parkinson - Member
 Donald M. Stewart - Member

EXECUTIVE:

James Smith - Chairman
 John M. Lowe - General Manager
 Bruce G. Christie - Assistant General Manager,
 Operations
 Joseph Long - Assistant General Manager,
 Planning and Development
 G. Richard Strong - Assistant General Manager,
 Administration
 Albert Watkiss - Comptroller
 Philip G. Williams - Assistant General Manager
 Engineering Services

REGIONAL OFFICES:

Frank L. Mooney - Regional Manager, Y.T.,
 P.O. Box 4278,
 Whitehorse, Y.T., Y1A 1H8
 Anthony Yewchuk - Regional Manager, N.W.T.,
 P.O. Box 1860
 Yellowknife, N.W.T., X1A 2P4

MEMBERS:

James Smith - président
 A. Digby Hunt - membre
 Peter Jenkins - membre
 Joseph F. Parkinson - membre
 Donald M. Stewart - membre

EXECUTIF:

James Smith - président
 John M. Lowe - directeur général
 Bruce G. Christie - directeur général adjoint,
 exploitation
 Joseph Long - directeur général adjoint,
 planification et développement
 G. Richard Strong - directeur général adjoint,
 administration
 Albert Watkiss - contrôleur
 Philip G. Williams - directeur général adjoint,
 services d'ingénieur

BUREAUX REGIONAUX:

Frank L. Mooney - directeur régional,
 Yukon, C.P. 4278,
 Whitehorse, Y.T.
 Anthony Yewchuk - directeur régional, T.N.-0.,
 C.P. 1860,
 Yellowknife, T.N.-0.

THE NORTHERN CANADA POWER COMMISSION ACT

A bill to amend the Northern Canada Power Commission Act was given Royal Assent by Parliament on June 19th, 1975. Changes in the Act increased the membership of the Commission from three to five by the appointment of two additional representatives, one each being nominated by the Commissioner in Council of the Northwest Territories and the Commissioner in Council of the Yukon Territory.

Mr. Donald Stewart, of the Northwest Territories, was appointed a member on the 6th of August, 1975 and Mr. Peter Jenkins, of the Yukon Territory, was appointed member of the Commission on the 26th of February, 1976.

The amendments to the Act have also permitted some measure of rate relief in high-cost locations and made changes in financial provisions to conform to modern practices.

Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien

Le 19 juin 1975, l'agrément royal a été accordé dans la Chambre du Parlement à un projet de loi qui amenderait la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. Les modifications de la Loi ont entraîné l'augmentation du nombre des membres de la Commission, de trois à cinq, grâce à la nomination de deux autres représentants, l'un par le Commissaire du Conseil des Territoires du Nord-Ouest, l'autre par le Commissaire du Conseil du Territoire du Yukon.

M. Donald Stewart, des Territoires du Nord-Ouest, a été nommé membre de la Commission le 6 août 1975, et M. Peter Jenkins, du Territoire du Yukon, a été nommé le 26 février 1976.

Les modifications de la Loi ont permis aussi, dans les endroits où les frais sont élevés, une réduction modérée des taux, et ont apporté des changements aux mesures financières conformément à la pratique moderne.

1975/76 IN REVIEW

During the year under review, the demand for electrical energy continued to increase and necessitated the installation of additional generating capacity. Diesel electric capacity was increased by 21,000 KW and hydro by 33,000 KW.

The additional diesel units ranged in size from 2500 KW at Inuvik, Yellowknife and Frobisher Bay to 40 KW at Rae Lakes (Snowdrift and Pelly Bay). New powerhouse generating facilities were provided at Arctic Red River, Holman Island, Rae Lakes and Pelly Bay, while extensions to existing powerhouses were constructed at Inuvik, Wrigley, Spence Bay and Broughton Island. At Frobisher Bay, additional diesel capacity was located remote from the main plant as back up to the main power plant in case of emergency.

With increased diesel generation, additional fuel oil storage capacity was provided at 22 sites throughout the Territories, totalling 1,600,000 gallons and using tanks which ranged in size from 20,000 gallons to 233,000 gallons.

The new Aishihik hydro development was commissioned on September 5th, 1975 by the Minister of Indian and Northern Affairs, Mr. Judd Buchanan. Although the plant is being operated on local automatic control at the present time, a remote control unit is expected to be installed by the summer of 1976. Modifications were also completed on the Whitehorse 34.5 KV substation which allows for a direct feed into the City of Whitehorse from the Aishihik hydro plant. In addition, the Marsh Lake Dam was replaced by a completely new structure constructed of steel piles to eliminate the problem of rotting wood piles and the annual damage due to flowing spring ice. Completion of this project is anticipated for the summer of 1976.

During 1975/76, work continued on the Snare Forks site. Excavations began on the 9 MW hydro-electric development as well as the road work linking that site to the existing Snare Falls plant. Work was also started on the Strutt Lake Dam but had to be terminated due to freezing temperatures.

Bilan de l'année 1975/76

Au cours de l'année en question, la demande d'énergie électrique a continué d'augmenter, ce qui a nécessité l'installation de moyens supplémentaires de production d'énergie électrique. La capacité diesel-électrique a été augmentée de 21,000 kW, et la capacité hydro-électrique, de 33,000 kW.

Les unités diesel supplémentaires varient en capacité de 2,500 kW à Inuvik, Yellowknife et Frobisher Bay, à 40 kW à Rae Lakes, Snowdrift et Pelly Bay. De nouvelles centrales ont été agrandies à Inuvik, Wrigley, Spence Bay et Broughton Island. À Frobisher Bay, à une certaine distance de la centrale, un générateur diesel supplémentaire a été mis en place pour fournir une réserve à la centrale en cas d'urgence.

A cause de l'augmentation de la production diesel, il a été nécessaire d'agrandir l'espace d'entreposage du combustible dans 22 centrales à travers les Territoires. Cet espace se monte à 1,600,000 gallons, et la capacité des réservoirs employés varie de 20,000 gallons à 233,000 gallons.

Le nouveau développement hydro-électrique à Aishihik a été commissionné le 5 septembre 1975 par M. Judd Buchanan, Ministre des Affaires indiennes et du Nord. Bien qu'à présent la centrale soit commandée automatiquement sur les lieux, elle sera contrôlée à distance dès l'été 1976. Des modifications au poste de 34.5 kV à Whitehorse ont été également terminées, ce qui permet d'alimentation directe de la ville de Whitehorse depuis la centrale à Aishihik. De plus, le barrage du lac Marsh a été complètement reconstruit de pilotis en acier, afin d'éliminer le problème de la pourriture des pilotis en bois et les dommages annuels causés par la glace flottante au printemps. On prévoit la terminaison de ce projet pour l'été 1976.

Pendant 1975/76, les travaux ont continué au site Snare Forks. On a commencé les excavations en vue d'un développement hydro-électrique de 9mW ainsi que la construction de la route qui reliera ce site à la centrale de Snare Falls. Les travaux commencés au barrage du lac Strutt ont dû être arrêtés à cause du gel.

The turbine generator units at Snare Forks have been erected and the completion of this dam scheduled for September, 1976 will supplement supplies from the existing plants at Snare Rapids and Snare Falls.

The three plants will be remotely controlled from Yellowknife. Control equipment will include a mini-computer which will assist in handling the large amount of technical data from the Snare plants. Also under construction in 1975/76 was the Taltson mobile 4 MW extension. Work on this extension began in February, 1975, with the opening of the winter road from Fort Smith to the Taltson plant, and continued through the year with an anticipated on-line date of August 30th, 1976.

The past year saw a number of extensions to the transmission and distribution systems. A 34.5 KV transmission line connecting Haines Junction to the Whitehorse system, via a 37 mile link from Aishihik, and connecting Ross River to the same system, via a 43 mile link from Faro, was completed. These lines are now providing the two communities with lower cost hydro power. A distribution system was designed and constructed for the new townsite of Resolute Bay along with the associated transmission facilities.

New housing accommodation was provided during the year for staff at Frobisher Bay, Rankin Inlet and Spence Bay. Additional warehousing, garage and power house facilities were provided at Pine Point, Inuvik, Arctic Red River, Holman Island, Cape Dorset and Mayo.

As of March 31st, 1976, the Commission employed a total of 368 staff and had 22 contract operators at smaller plants. Altogether, Northern operations involves 254 positions. Of this number, 61 are original native people and another 56 are considered residents of the North, having been born there or lived there five years or more.

Les turbines génératrices à Snare Forks ont été élevées, et dès l'achèvement, prévu pour septembre 1976, ce barrage augmentera l'énergie des centrales à Snare Rapids et Snare Falls. Les trois centrales seront commandées à distance depuis Yellowknife. Parmi l'équipement de commande, il y aura un petit ordinateur qui aidera à assimiler la grande somme des données techniques de ces centrales. L'extension mobile de 4 MW à Taltson a aussi été en cours de construction en 1975/76. Les travaux sur cette extension ont été commencés en février 1975, lors de l'ouverture de la route d'hiver de Fort Smith à la centrale de Taltson, et ils ont continué pendant l'année. L'ouverture est prévue pour août 1976.

L'année qui vient de se terminer fut témoin d'un certain nombre d'extensions aux systèmes de transport et de distribution d'énergie. Une ligne de transport de 34.5 kV a été terminée, reliant Haines Junction au système de Whitehorse, via une ligne de 37 milles d'Aishihik, et qui relie Ross River au même système, via une ligne de 43 milles de Faro. Ces lignes fournissent désormais à ces deux localités de l'énergie hydro-électrique moins coûteuse.

Un système de distribution, ainsi que les installations de transport nécessaires, a été conçu et construit pour la nouvelle ville de Resolute Bay.

Les employés ont été pourvus de nouveaux logements cette année à Frobisher Bay, Rankin Inlet et Spence Bay. Des installations supplémentaires d'espace d'entreposage, de garages et de centrales ont été fournies à Pine Point, Inuvik, Arctic Red River, Holman Island, Cape Dorset et Mayo.

Au 31 mars 1976, la Commission avait à son emploi un total de 368 employés, et 22 contractuels dans les plus petites centrales. Somme toute, la Commission a engagé 254 employés dans ses opérations du Nord. De ce nombre, 61 sont autochtones, et 56 sont considérés comme résidents du Nord, soit parce qu'ils y sont nés, soit parce qu'ils y sont installés depuis 5 ans ou plus.

During the year under review, four valued long term staff retired. They are:

Mr. W. D. Paterson of Cambridge Bay

Mr. S. G. Wilcox of Whitehorse

Mr. R. Jones of Fort Smith

Mr. H. Ennis of Moose Factory

These men served the Commission well for a combined total of 35 years and the Commission takes this opportunity to express its thanks and best wishes.

In the summer of 1975, the Commission introduced a new classification/compensation system covering all employees. New rules of pay administration were developed to assist with implementation of the new classification plan and employees were provided with an appeal route for classification grievances. During the last half of the fiscal year, studies were made to clarify and determine the impact of the Anti-Inflation Board guidelines for Commission employees.

On June 25th, 1975 a new collective agreement, covering an 18 month period from September, 1974 to March, 1976, was signed with the Public Service Alliance of Canada. The signing followed a period of lengthy investigation and the acceptance, by both parties, of an Evaluation Board report. The agreement applied to 160 operational (non-supervisory) employees in the North.

The Commission did not incur any fatal accidents over the past year and in comparison with other major Canadian electrical utilities, enjoyed one of the lowest overall frequency rates in lost time accidents per million man-hours worked (6.74%).

Utility operations continued their historical growth trend which, combined with rate increases, yielded an 18% increase in total revenue. However, the intensive inflation of the past several years culminated in this last year's dramatic increase in the cost of purchased goods and services and thus yielded a net loss for the year of \$4.1 Million.

Pendant l'année en question, quatre employés estimés ont pris leur retraite après un service de longue date:

M.W.D. Paterson de Cambridge Bay

M.S.G. Wilcox de Whitehorse

M.R. Jones de Fort Smith

M.H. Ennis de Moose Factory

Ces employés ont servi la Commission pendant un total combiné de 35 ans et la Commission leur témoigne ici sa reconnaissance et leur envoie ses meilleurs voeux.

En été 1975, la Commission a introduit un nouveau système de classification et d'indemnité qui couvre tous les employés. On a formulé de nouvelles règles dans l'administration des salaires qui aideront à appliquer cette nouvelle classification, et un procédé d'appel a été fourni aux employés pour résoudre les griefs portant sur leur classification. Pendant la deuxième moitié de l'année budgétaire, des études ont été effectuées pour préciser et déterminer l'effet sur les employés de la Commission des directives de la Régie des Mesures anti-inflationnistes.

Le 25 juin 1975, un nouveau contrat collectif a été signé avec l'Alliance de la Fonction publique du Canada, couvrant une période de 18 mois, de septembre 1974 à mars 1976. Il a été signé après une longue enquête et après l'acceptation par les deux côtés, d'un rapport d'une Commission d'évaluation. Le contrat se rapportait à 160 employés d'exécution (qui ne font pas partie du personnel de cadre) au Nord.

La Commission n'a subi aucun accident fatal pendant l'année passée, et par comparaison avec d'autres grandes entreprises canadiennes de services électriques, a joui d'un des pourcentages les plus bas d'accidents résultant en temps perdu par million d'heures de travail (6.74%).

Les opérations des services publics ont continué d'augmenter comme par le passé. Calculées avec l'augmentation des taux, ces opérations ont rapporté des revenus totaux accrus de 18%. Pourtant, l'inflation excessive des quelques années passées a entraîné la hausse démesurée cette année, du coût des marchandises achetées et des services, entraînant ainsi une perte nette de \$4,100,000 durant toute l'année.

Income from the sale of electricity increased by 21% to a total of \$18,814,000 in 1975-1976. Of this increase, normal load growth of 8.5%, together with rate increases, accounted essentially for all of the increment. Additional electrical revenue from a full year's operation of the plants which joined the system in the previous year, together with income from the one new plant added during the year was offset by the loss of revenue resulting from the takeover of electrical power supply in Moose Factory by Ontario Hydro in January, 1976.

Gross generation of electrical energy during the year totalled 703 million KWH. Peak loads totalled 123,000 KW which represented 56% of year-end installed thermal and hydro capacity of 219,000 KW.

Revenue from the sale of heat amounted to \$2,470,000, an increase of 10% over 1974-1975. Revenue from construction, maintenance and the operation of facilities amounted to \$733,000 in 1975-1976.

Plant operating expense of \$18,808,000 was 27% more than in 1974-1975. \$480,000 of this increase was derived from the additional cost of a full year's operation of plants added in the previous year and the part-year cost of the one plant added in 1975-1976. The remaining increase of \$3,473,000 was related to costs arising from increased sales as well as economic increases primarily in salaries, fuel, maintenance and travel expenses. In 1975-1976, 13.8 million gallons of oil were consumed, an increase of 17% over the prior year. Depreciation expense increased 33% due to the completion of a number of large projects.

Pendant l'année en question, quatre employés estimés ont pris leur retraite après un service de longue date:

M.W.D. Paterson de Cambridge Bay

M.S.G. Wilcox de Whitehorse

M.R. Jones de Fort Smith

M.H. Ennis de Moose Factory

Ces employés ont servi la Commission pendant un total combiné de 35 ans et la Commission leur témoigne ici sa reconnaissance et leur envoie ses meilleurs voeux.

En été 1975, la Commission a introduit un nouveau système de classification et d'indemnité qui couvre tous les employés. On a formulé de nouvelles règles dans l'administration des salaires qui aideront à appliquer cette nouvelle classification, et un procédé d'appel a été fourni aux employés pour résoudre les griefs portant sur leur classification. Pendant la deuxième moitié de l'année budgétaire, des études ont été effectuées pour préciser et déterminer l'effet sur les employés de la Commission des directives de la Régie des Mesures anti-inflationnistes.

Le 25 juin 1975, un nouveau contrat collectif a été signé avec l'Alliance de la Fonction publique du Canada, couvrant une période de 18 mois, de septembre 1974 à mars 1976. Il a été signé après une longue enquête et après l'acceptation par les deux côtés, d'un rapport d'une Commission d'évaluation. Le contrat se rapportait à 160 employés d'exécution (qui ne font pas partie du personnel de cadre) au Nord.

La Commission n'a subi aucun accident fatal pendant l'année passée, et par comparaison avec d'autres grandes entreprises canadiennes de services électriques, a joui d'un des pourcentages les plus bas d'accidents résultant en temps perdu par million d'heures de travail (6.74%).

Les opérations des services publics ont continué d'augmenter comme par le passé. Calculées avec l'augmentation des taux, ces opérations ont rapporté des revenus totaux accrus de 18%. Pourtant, l'inflation excessive des quelques années passées a entraîné la hausse démesurée cette année, du coût des marchandises achetées et des services, entraînant ainsi une perte nette de \$4,100,000 durant toute l'année.

Income from the sale of electricity increased by 21% to a total of \$18,814,000 in 1975-1976. Of this increase, normal load growth of 8.5%, together with rate increases, accounted essentially for all of the increment. Additional electrical revenue from a full year's operation of the plants which joined the system in the previous year, together with income from the one new plant added during the year was offset by the loss of revenue resulting from the takeover of electrical power supply in Moose Factory by Ontario Hydro in January, 1976.

Gross generation of electrical energy during the year totalled 703 million KWH. Peak loads totalled 123,000 KW which represented 56% of year-end installed thermal and hydro capacity of 219,000 KW.

Revenue from the sale of heat amounted to \$2,470,000, an increase of 10% over 1974-1975. Revenue from construction, maintenance and the operation of facilities amounted to \$733,000 in 1975-1976.

Plant operating expense of \$18,808,000 was 27% more than in 1974-1975. \$480,000 of this increase was derived from the additional cost of a full year's operation of plants added in the previous year and the part-year cost of the one plant added in 1975-1976. The remaining increase of \$3,473,000 was related to costs arising from increased sales as well as economic increases primarily in salaries, fuel, maintenance and travel expenses. In 1975-1976, 13.8 million gallons of oil were consumed, an increase of 17% over the prior year. Depreciation expense increased 33% due to the completion of a number of large projects.

Les revenus provenant de la vente d'électricité ont augmenté de 21% pour atteindre un total de \$18,814,000 en 1975/76. Cet accroissement s'explique essentiellement par l'augmentation normale de 8.5% de la charge, et par la hausse des taux. Les revenus supplémentaires de l'électricité provenant à la suite de toute une année d'opération des centrales qui avaient été ajoutées au système l'année précédente, aussi bien que les revenus rapportés par la nouvelle centrale ajoutée durant l'année, ont été compensés de la perte des revenus résultant de la reprise par l'Ontario Hydro de l'énergie électrique à Moose Factory en janvier 1976.

La production brute d'énergie électrique pendant l'année a totalisé 703 million kWh. L'énergie de pointe s'est montée à 123,000 kW, ce qui représente 56% de la capacité thermique et hydro-électrique installée à la fin de l'année et qui se chiffre à 219,000 kW.

Les revenus rapportés par la vente pour le chauffage ont atteint \$2,470,000 soit une augmentation de 10% sur 1974/75. Les revenus provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation des installations se sont montés à \$733,000 en 1975/76.

Les dépenses d'exploitation des centrales, se chiffrant à \$18,808,000, ont été 27% de plus qu'en 1974/75. De cette augmentation, \$480,000 se rapportent au coût d'une année complète d'exploitation des centrales ajoutées l'année précédente, et au coût d'une année partielle de fonctionnement d'une centrale ajoutée en 1975/76. Le reste de l'augmentation de \$3,473,000 correspond au coût provenant de l'accroissement des ventes, à la hausse des salaires, à l'augmentation du prix du mazout et aux dépenses de voyage. En 1975/76, 13.8 millions de gallons du mazout ont été consommés, soit une augmentation de 17% sur l'année précédente. Les dépenses d'amortissement ont augmenté de 33% à cause de la terminaison d'un certain nombre de projets majeurs.

Administrative expense includes the cost of regional offices in Yellowknife and Whitehorse. The increase in total cost of \$791,000 over the prior year was principally directed to work on capital projects. The increased effort and larger charge to capital of \$1,914,000 left administration costs 9% higher than the previous year and this was due to general economic increases in salaries and other office costs.

Interest amounting to \$5,891,000 was paid to Canada on loans received for capital projects. Rates of interest varied from 3 1/8% on loans received in 1953 to a high of 9 3/4% on loans received during 1974-1975. Included in the total of \$2,106,000 charged for depreciation was an amount of \$1,721,000 equivalent to repayments to Canada of principal amounts of these loans.

Capital assets at cost of \$177,393,000 increased by \$35,800,000 during the year. Electric power plants increased by \$53,200,226, the biggest addition being the Aishihik hydro plant. All other commissioned assets increased by \$8,475,999 while projects under construction decreased by \$25,876,000.

It was noted in the previous year's report that further rate increases for Commission utility services would be necessary in light of the increased rates of inflation affecting the costs of construction, salaries, supplies and interest rates. In this regard, the Commission is in no different situation from all other power utilities. 1975-1976 operational results have made it clear that relatively high rate increases are, in fact, required. As a consequence, the Commission has regretfully moved to institute these required rate adjustments for the 1976-1977 fiscal year, whilst continuing to maintain operating costs at a minimum necessary to provide satisfactory service.

Les dépenses d'administration comprennent le coût des bureaux régionaux à Yellowknife et à Whitehorse. L'augmentation de \$791,000 des dépenses totales par rapport à l'année précédente est attribuée principalement aux travaux sur les immobilisations. L'effort accru et l'augmentation de la mise au compte des immobilisations, soit de \$1,914,000, ont résulté en une augmentation de 9% des coûts d'administration sur l'année précédente, et ceci est dû à la hausse générale des salaires et à d'autres coûts des bureaux.

Des intérêts se chiffrant à \$5,891,000 ont été versés au Canada sur les prêts reçus pour l'immobilisation. Les taux d'intérêt ont varié de 3 1/8% sur les prêts reçus en 1953, jusqu'à un maximum de 10 3/8% sur les prêts reçus en 1974-75. L'amortissement pour l'année a été de \$2,106,000 et ceci comprend un montant de \$1,721,000 qui correspond au remboursement au Canada du capital sur ces prêts.

L'actif immobilisé au montant de \$177,393,000 a augmenté de \$35,800,000 pendant l'année. Les centrales électriques ont augmenté de \$53,200,226, la centrale hydro-électrique à Aishihik contribuant le plus à cette augmentation. Toutes les autres immobilisations commissionnées ont augmenté de \$8,475,999, tandis que la construction en cours a diminué de \$25,876,000.

Il avait été indiqué dans le rapport de l'année précédente que la Commission serait obligée d'élever davantage ses taux des services publics à cause de la croissance du taux d'inflation qui affecte le coût de la construction, les salaires, les matériaux et les taux d'intérêt. A cet égard, la situation de la Commission ne diffère nullement de celle de tous les autres services d'énergie. Les résultats des opérations en 1975/76 montrent clairement qu'une hausse assez significative des taux est indiquée. Par conséquent, la Commission a déposé la résolution d'exécuter ces ajustements nécessaires des taux pour l'année budgétaire 1976/77, tout en continuant à maintenir les coûts d'exploitation au minimum nécessaire pour fournir un service acceptable.

All rate changes are submitted to the Territorial Public Utilities Boards for review and advice. As a result, both the N.W.T. Public Utilities Board and the Y.T. Public Utilities Board have held public hearings on suggested rate increases within the last year and made significant recommendations, some of which are being put into effect by the Commission.

Because of the proposed rate increase, there was much public concern over the cost of the Aishihik hydro-electric development. As a result, on January 26th, 1976, the Minister of Indian and Northern Affairs requested a written report on the cost overruns of both the Aishihik and Strutt Lake projects to be done by an "outside" consulting engineer and also ordered the delay of all proposed rate increases until the study was finished and the findings documented. The delay in the N.W.T. was from February to May, and in the Yukon it was from March to May, resulting in a considerable loss of revenue in the year. The services of R. N. Dalby & Associates were retained to carry out the required study. Mr. Dalby documented his findings and recommendations and the report was submitted to the Chairman on April 6th and forwarded to the Minister on April 10th, 1976. The report was also given wide publicity in the Yukon and Northwest Territories. The Commission is in full agreement with the recommendations as set out in the Dalby report and is prepared to implement those recommendations which are directed to the corporation.

Les Conseils des services publics des Territoires revoient tous les changements des taux. Par conséquent, et le Conseil des services publics des Territoires du Nord-Ouest et celui du Yukon ont tenu des audiences publiques concernant certaines hausses suggérées pendant l'année passée, et ont fait des recommandations significatives, dont quelques-unes sont en train d'être mises en pratique par la Commission.

A cause des augmentations proposées des taux, le public s'est montré très soucieux du coût du développement hydro-électrique à Aishihik. Le 26 janvier 1976, donc, le Ministre des Affaires indiennes et du Nord a demandé un rapport écrit sur les coûts excédentaires des projets à Aishihik et à Strutt Lake. Il voulait que ce rapport soit fait par un ingénieur-conseil en dehors de la Commission et il a exigé de retarder la mise en vigueur des hausses de taux proposées jusqu'à ce que l'enquête soit terminée et les résultats documentés. Le délai accordé aux Territoires Nord-Ouest de février à mai, et celui au Yukon de mars à mai, ont eu pour résultat une perte significative des revenus de l'année. On a retenu les services de R. N. Dalby and Associates pour mener à bien cette étude. M. Dalby a documenté ses conclusions et ses recommandations et a soumis son rapport au Président le 6 avril, qui l'a fait suivre au Ministre le 10 avril 1976. On a aussi fait connaître ce rapport au public des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon. La Commission est complètement d'accord avec les recommandations du rapport Dalby et elle est disposée à exécuter celles qui s'adressent à la Corporation.

PLANNING FOR THE FUTURE

The main activities in hydro planning during this year were concentrated on future expansion requirements for the three largest load centres, Whitehorse, Yellowknife and Pine Point.

A presentation was made at a public hearing for an amended water licence for the Aishihik plant to increase the storage on Aishihik Lake. A draft amended licence has been received from the Yukon Water Board.

In order to facilitate advanced planning, co-ordinate environmental studies and design features to accommodate the environment, and improve the licensing process, the Commission has indicated to both Territorial Water Boards a need to establish firm guidelines for hydro development studies prior to the licensee initiating any costly detailed studies.

A Consulting Engineering firm was retained to complete the conceptual design for the installation of a fourth turbine generator unit for the Whitehorse Rapids hydro-electric plant and an application was submitted to the Yukon Water Board in August, 1975. A public hearing was held in Whitehorse for this application in February, 1976 and the Commission is waiting for the issue of a water licence for the Whitehorse #4 Unit. Studies to identify future Whitehorse system stages for switching and transformer parameters were under way at year end.

Investigation for a large capacity (greater than 50 MW) hydro plant for the central Yukon for in-service date in the early 1980's is being rescheduled awaiting completion of Phase I studies on the re-evaluation and ranking of previously examined sites. The next phase, to establish firm cost estimates and develop environmental study criteria for the leading alternatives, has been suspended until agreement is reached with the Yukon Water Board on pre-determined study guidelines.

PERSPECTIVES D'AVENIR

Les principales activités de planification hydro-électrique pendant l'année ont portée sur les nécessités d'expansion future des trois plus grands centres de charge, Whitehorse, Yellowknife et Pine Point.

Une requête a été présentée lors d'une audience publique afin d'amender le permis d'eau de la centrale d'Aishihik en vue d'augmenter la réserve d'eau du lac Aishihik. On a reçu de l'Office des eaux du Yukon un permis provisoire amendé.

Afin de faciliter une planification à long terme, de coordonner les études sur l'environnement, de proposer des projets qui s'accommoderaient à l'environnement et afin d'améliorer l'émission des permis, la Commission a affirmé aux deux offices territoriales des eaux qu'il était nécessaire d'établir des lignes directrices fermes en ce qui a trait aux études de développement hydro-électrique avant que le détenteur d'un permis entreprenne des études détaillées et coûteuses.

Une firme d'ingénieurs-conseils a été engagée pour faire une étude conceptuelle de l'installation d'une quatrième unité de générateurs à turbine pour la centrale hydro-électrique de Whitehorse Rapids et la demande en a été faite à l'Office des eaux du Yukon, en août 1975. Cette demande a fait l'objet d'une audience publique à Whitehorse, en février 1976, et la Commission attend la délivrance d'un permis d'eau pour l'Unité #4 de Whitehorse. Des études en vue d'identifier les étapes des futurs réseaux de Whitehorse en ce qui a trait aux appareillages de connexion et de transformation étaient en cours à la fin de l'année.

Une étude en vue de la création, au centre du Yukon, d'une centrale d'une grande capacité (plus de 50 MW), devant commencer à fonctionner au début des années 1980, a été retardée en attendant l'achèvement de la phase I de l'étude sur la réévaluation et la classification des sites examinés auparavant. La phase suivante consistant à établir des estimations précises des coûts et à développer des critères d'étude de l'environnement en vue de trouver les alternatives les plus attrayantes a été suspendue jusqu'à ce qu'on arrive à une entente avec l'Office des eaux du Yukon sur les lignes directrices d'étude pré-déterminées.

The Taltson/Pine Point/Fort Smith area saw extensive in-depth examination of expansion alternatives this year. Discussions with the major consumer included a second transmission line from Twin Gorges to Pine Point and a tie line with Alberta Power's southern grid. With proposed increased power requirements at the Pine Point Mine and with the possibility of Hay River being added to the Taltson system, simulated system load studies conducted late in the year identified a preference for a hydro installation instead of additional diesels.

On the Yellowknife area system, additional investigation on the Upper Snare River power sites appears warranted following studies done this year. The major competitive scheme at La Martre River will see no activities next year following a subdued study program this year.

Escalation trends in fuel cost have indicated a need to search out possible alternatives for the high volume fuel-consuming plants. The old North Fork plant, 20 miles east of Dawson City was re-investigated. A report, documenting power sources, planned and future, and potential future power grid development in the southern Yukon was completed this year.

Thermal plant conversions studied in field programs included Sylvia Grinnell River, Baffin Island and the Trout River. The Trout River represents potential as a hydro replacement for diesel-generated power in Fort Simpson. Economic studies and additional field programs are expected next year.

Un examen en profondeur des alternatives d'expansion a été fait cette année dans la région de Taltson/Pine Point/Fort Smith. Les discussions avec le principal consommateur ont porté sur la possibilité d'une deuxième ligne de transport d'énergie de Twin Gorges à Pine Point et d'une interconnexion avec le réseau du sud de Alberta Power Ltd. Devant l'augmentation prévue des besoins de la mine de Pine Point, et devant la possibilité de relier Hay River au réseau de Taltson, des études simulées de la charge du réseau, faites à la fin de l'année, ont démontré une préférence pour une installation hydro-électrique plutôt que pour l'addition d'unités diesel.

Pour le réseau de la région de Yellowknife, il semble qu'une investigation supplémentaire portant sur les sites hydro-électrique en amont de la rivière Snare soit justifiée à la suite des études faites cette année. Le grand projet de la même envergure sur la rivière La Martre ne sera pas poursuivi l'an prochain à la suite de la réduction du programme d'études cette année.

Les tendances inflationnistes du coût des combustibles indiquent qu'il est nécessaire de chercher des alternatives possibles face à la grande consommation de combustible de certaines centrales. La vieille centrale de North Fork, 20 milles à l'est de Dawson City a été remise à l'étude. Un rapport décrivant les sources d'énergie, à l'état de projet et futures, et le développement potentiel dans le futur de réseaux électriques dans le sud du Yukon, a été terminé cette année.

Des programmes d'études sur les lieux ont été poursuivis à la rivière Sylvia Grinnell, à l'île de Baffin et à la rivière Trout en vue de la conversion à des centrales thermiques. La rivière Trout offre un potentiel hydro-électrique capable de remplacer l'énergie produite au diesel à Fort Simpson. Des études économiques et d'autres programmes d'études sur les lieux sont prévus pour l'an prochain.

The Chairman of the Board of Directors of International Utilities Limited, the parent company of Alberta Power Limited and Yukon Electrical Company Limited, offered to sell their assets in Northern Canada following a visit to the Minister of Indian and Northern Affairs. The Minister instructed the Chairman of Northern Canada Power Commission to negotiate with officers of the two subsidiary companies for their acquisition. At the end of the fiscal year, negotiations were completed for the purpose of determining asset values. Negotiations for the sale continue.

Due to the increasing cost of diesel fuel and the diminishing supply, a complete review of N.C.P.C. diesel plant operations was carried out in early 1975, with a view to reducing fuel consumption and overall capital and operating costs.

It was realized at this time that the traditional approach to power system planning would have to be reconsidered and that it would be necessary for the Commission to increase the utilization of its present equipment, reduce fuel consumption by improved efficiency and reduce operating and maintenance costs by improved operating procedures. This would involve increased parallel operation of units which would reduce capital costs, improve fuel consumption by more economic running of units and reduce maintenance costs. Also, because of the increasing cost of construction in the north, it was considered necessary to design a pre-engineered, or modular, unit which could be built and tested in the south and installed in the north with a minimum of time.

Le président du bureau de direction de International Utilities Limited, société mère de Alberta Power Limited et de Yukon Electrical Company Limited, a offert de vendre les biens détenus dans le Nord du Canada, à la suite d'une visite au Ministre des Affaires indiennes et du Nord. Le ministre a chargé le président de la Commission d'énergie du Nord canadien de négocier l'achat des deux sociétés filiales avec leur responsables. A la fin d l'année fiscale, les négociations en vue de déterminer la valeur des biens étaient terminées. Les négociations en vue de la vente se poursuivent.

A cause de la hausse des coûts de l'essence à diesel et de la diminution de l'approvisionnement, une revue complète des opérations des centrales diesel de la Commission a été faite au début de 1975 en vue de réduire la consommation de l'essence, les frais des immobilisations en général et de l'exploitation.

C'est à ce moment qu'on s'est aperçu que la façon traditionnelle d'aborder la planification des systèmes d'énergie devait être réexaminée et qu'il serait nécessaire que la Commission utilise plus ses capitaux actuels d'investissement, qu'elle réduise sa consommation d'essence en améliorant son efficacité et qu'elle réduise les frais d'exploitation et d'entretien en améliorant ses procédés d'exploitation. L'augmentation des opérations parallèles des unités abaisserait le coût des immobilisations, améliorerait la consommation de l'essence par un fonctionnement plus économique, et réduirait les coûts d'entretien. De plus, à cause de l'augmentation des coûts de la construction dans le nord, on a jugé nécessaire de faire les plans d'une unité préfabriquée ou "modulaire" qui pourrait être construite et mise à l'essai dans le sud et installée dans le nord dans un minimum de temps.

A completely modular powerplant has been designed and increasing use will be made of modular units to add flexibility to the present system, as these modular units can be economically transferred when required by the existing modes of transportation. The first of these units has been completed and installed at Fort Simpson for development testing.

Completely automated plants are being investigated to reduce operating costs in the future.

Les plans d'une centrale entièrement modulaire ont été faits, et comme ces unités modulaires, lorsque c'est nécessaire, peuvent être transférées à peu de frais par les moyens de transports en existence, elles seront de plus en plus en usage afin d'augmenter la flexibilité du système actuel. Les premières de ces unités ont été terminées et installées à Fort Simpson afin de les essayer et de les développer.

Pour réduire les frais d'exploitation dans le futur, on étudie la possibilité de centrales complètement automatisées.

OFFICE OF THE AUDITOR GENERAL



BUREAU DE L'AUDITEUR GÉNÉRAL

Ottawa, Ontario
K1A 0G6

July 6, 1976

The Honourable J.J. Buchanan, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development,
OTTAWA.

Dear Mr. Buchanan:

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1976 and the statements of income and expense, and changes in financial position for the year then ended. My examination included a general review of the accounting procedures and such tests of accounting records and other supporting evidence as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements give a true and fair view of the financial position of the Commission as at March 31, 1976 and the results of its operations and changes in financial position for the year then ended, in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Commission, the financial statements are in agreement therewith and the transactions that have come under my notice have been within the statutory powers of the Commission.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "J. Macdonell", with a long horizontal line extending from the end of the signature.

Auditor General of Canada.



Ottawa, le 6 juillet 1976

L'honorable J.J. Buchanan, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien
Ottawa

Monsieur le Ministre,

J'ai examiné le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1976, ainsi que l'état des revenus et dépenses et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'année terminée à cette date. Mon examen a comporté une revue générale des méthodes de comptabilité et les sondages de registres comptables et de pièces justificatives que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent un aperçu juste et fidèle de la situation financière de la Commission au 31 mars 1976, ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'année terminée à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'année précédente.

De plus, je déclare que la Commission, à mon avis, a tenu des livres de comptabilité appropriés, que les états financiers sont conformes à ces derniers et que les opérations dont j'ai eu connaissance ont été effectuées dans le cadre de ses pouvoirs statutaires.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'assurance de ma très haute considération.

L'Auditeur général du Canada

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

BALANCE SHEET AS AT MARCH 31, 1976
(in thousands of dollars)

Assets

Actif

	<u>1976</u>	<u>1975</u>
<u>Current Assets</u>		
Cash in bank	\$ 154	\$ 402
Accounts receivable	6,175	6,185
Inventories of maintenance and operating supplies, at cost	5,626	4,535
	<u>11,955</u>	<u>11,122</u>
<u>Fixed Assets, At Cost</u>		
Electric power plants	101,016	47,816
Transmission and distri- bution systems	27,009	20,347
Other utilities	3,881	2,996
Staff accommodation	3,555	3,243
Warehouses, motor vehicles and general facilities	5,044	4,427
	<u>140,505</u>	<u>78,829</u>
Less accumulated depreciation	<u>17,380</u>	<u>16,177</u>
	<u>123,125</u>	<u>62,652</u>
Projects under construction	36,888	62,763
	<u>160,013</u>	<u>125,415</u>
<u>Deferred Charges</u>	690	419
	<u>\$ 172,658</u>	<u>\$ 136,956</u>

Actif à court terme

Encaisse
Comptes à recevoir
Stocks d'entretien et de four-
tures d'exploitation, au pr
coûtant

Immobilisations, au prix coûtant

Centrales électriques
Systèmes de transport et de d
tribution d'énergie
Autres systèmes de service
Logements du personnel
Entrepôts, véhicules, aménage-
ments généraux

Moins: Amortissement
accumulé

Construction en cours

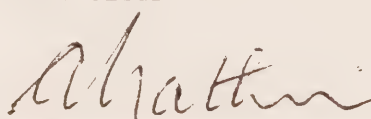
Frais reportés

The accompanying notes are an integral
part of the financial statements.

Certified Correct:

Certifié exact:

Contrôleur



Comptroller

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD
CANADIEN

BILAN AU 31 MARS 1976
(en milliers de dollars)

Liabilities

Passif

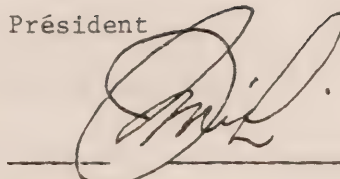
	<u>1976</u>	<u>1975</u>	
<u>Current Liabilities</u>			<u>Passif à court terme</u>
Accounts payable	\$ 8,270	\$ 10,472	Comptes à payer
Contractors' holdback	1,304	1,829	Retenues des entrepreneurs
	<u>9,574</u>	<u>12,301</u>	
<u>Loans from Canada (Note 2)</u>	<u>162,199</u>	<u>119,713</u>	<u>Prêts du Canada (Note 2)</u>
<u>Equity of Canada</u>			<u>Avoir du Canada</u>
<u>Retained Earnings</u>			<u>Bénéfices non répartis</u>
Balance at beginning of year	4,942	6,128	Solde au début de l'année
Net loss for the year	4,057	1,186	Perte nette de l'année
Balance at end of year	<u>885</u>	<u>4,942</u>	Solde à la fin de l'année
	<u>\$ 172,658</u>	<u>\$ 136,956</u>	

Les notes ci-jointes font partie
intégrante des états financiers.

Approved on behalf of
the Commission:

Approuvé au nom de la Commission:

Président



Chairman

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Statement of Income and Expense

For the year ended March 31, 1976

(in thousands of dollars)

	<u>1976</u>	<u>1975</u>
<u>Income</u>		
Sale of power	\$ 18,814	\$ 15,505
Sale of heat	2,470	2,245
Contract income	733	813
Water and sewerage	190	184
Interest	91	145
Other	139	171
	<u>22,437</u>	<u>19,063</u>
<u>Expense</u>		
Operation and Maintenance		
Salaries and wages	4,794	3,624
Fuel and lubricants	6,138	5,597
Depreciation	2,106	1,578
Repairs and maintenance	2,754	1,513
Travel, removal and vehicle expense	974	674
Employees accommodation (net)	541	466
Materials and services	498	682
Amortization of deferred charges	335	173
Other	668	548
	<u>18,808</u>	<u>14,855</u>
Engineering and General Administration		
Salaries	2,503	1,870
General office expense	757	654
Travel	254	224
Office accommodation	100	92
Depreciation	95	78
	<u>3,709</u>	<u>2,918</u>
Less amounts charged to capital and recoverable projects	1,914	1,267
	<u>1,795</u>	<u>1,651</u>
	<u>20,603</u>	<u>16,506</u>
<u>Operating Income</u>	1,834	2,557
<u>Interest on Loans From Canada</u>	5,891	3,743
<u>Net Loss</u>	<u>\$ 4,057</u>	<u>\$ 1,186</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

Etat des revenus et dépenses

Pour l'année terminée le 31 mars 1976

(en milliers de dollars)

	<u>1976</u>	<u>1975</u>
<u>Revenus</u>		
Ventes de courant	\$ 18,814	\$ 15,505
Ventes de chaleur	2,470	2,245
Travaux à forfait	733	813
Services d'eau et d'égout	190	184
Intérêts	91	145
Divers	139	171
	<u>22,437</u>	<u>19,063</u>
<u>Dépenses</u>		
Exploitation et entretien		
Traitements et salaires	4,794	3,624
Combustibles et lubrifiants	6,138	5,597
Amortissements	2,106	1,578
Réparation et entretien	2,754	1,513
Voyages, transport et déménagements	974	674
Logement des employés (coût net)	541	466
Matériaux et services	498	682
Amortissement des frais reportés	335	173
Divers	668	548
	<u>18,808</u>	<u>14,855</u>
Administration et services techniques		
Traitements	2,503	1,870
Frais divers de bureau	757	654
Voyages	254	224
Locaux	100	92
Amortissement	95	78
	<u>3,709</u>	<u>2,918</u>
Moins: Les sommes portées au compte des immobilisations et des projets recouvrables	1,914	1,267
	<u>1,795</u>	<u>1,651</u>
	<u>20,603</u>	<u>16,506</u>
<u>Revenu net de l'exploitation</u>	1,834	2,557
<u>Intérêts sur prêts du Canada</u>	5,891	3,743
<u>Perte nette</u>	\$ 4,057	\$ 1,186

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Statement of Changes in Financial Position

For the year ended March 31, 1976

(in thousands of dollars)

	<u>1976</u>	<u>1975</u>
<u>Funds provided by:</u>		
Operations		
Net loss for the year	\$ (4,057)	\$ (1,186)
Items not requiring the outlay of funds		
Depreciation	2,201	1,656
Interest on loans from Canada	1,398	-
Amortization of deferred charges	378	215
Other	87	-
	<u>7</u>	<u>685</u>
Canada - Capital loans	38,000	43,102
- Capital interest	4,809	2,849
Disposal of fixed assets	208	43
	<u>43,024</u>	<u>46,679</u>
<u>Funds applied to:</u>		
Additions to fixed assets	37,094	48,351
Repayment of Canada loans	1,721	1,425
Additions to deferred charges	649	292
	<u>39,464</u>	<u>50,068</u>
<u>Increase (decrease) in working capital</u>	3,560	(3,389)
<u>Working capital (deficiency) at beginning of year</u>	(1,179)	2,210
<u>Working capital (deficiency) at end of year</u>	<u>\$ 2,381</u>	<u>\$ (1,179)</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

Etat de l'évolution de la situation financière

Pour l'année terminée le 31 mars 1976

(en milliers de dollars)

	<u>1976</u>	<u>1975</u>
<u>Provenance des fonds:</u>		
Exploitation		
Perte nette de l'année	\$ (4,057)	\$ (1,186)
Amortissement ne comportant pas de déboursé		
Immobilisations	2,201	1,656
Intérêt sur prêts du Canada	1,398	-
Frais reportés	378	215
Divers	87	-
	<u>7</u>	<u>685</u>
Canada - Prêts de capital	38,000	43,102
- Intérêt de capital	4,809	2,849
Vente d'immobilisations	208	43
	<u>43,024</u>	<u>46,679</u>
<u>Utilisation des fonds:</u>		
Immobilisations additionnelles	37,094	48,351
Remboursement des prêts du Canada	1,721	1,425
Augmentations des frais reportés	649	292
	<u>39,464</u>	<u>50,068</u>
<u>Augmentation (diminution) du fonds de roulement</u>	3,560	(3,389)
<u>Fonds de roulement (déficit) au début de l'année</u>	(1,179)	2,210
<u>Fonds de roulement (déficit) à la fin de l'année</u>	<u>\$ 2,381</u>	<u>\$ (1,179)</u>

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Notes to Financial Statements

For the year ended March 31, 1976

1. Accounting Policies

Depreciation Policy

It is a policy of the Commission to calculate depreciation on fixed assets purchased out of loans from Canada using the sinking fund method. This has the effect of charging as depreciation an amount equivalent to the principal repayment of the associated loan which itself is amortized over the estimated economic life of the asset. The Commission charges straight-line depreciation over the estimated economic life on assets purchased from internally generated funds and the head office building.

Projects Under Construction

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest bearing loans from Canada. Interest at current rates is added to the capital cost of fixed assets under construction and is capitalized on completion of each project. Engineering and technical support expense is charged to capital expenditures as a component of fixed asset cost on the basis of time reported at appropriate labour and overhead rates. A share of general administration expense is charged to capital projects as a percentage of project cost, based on the measure of effort spent on capital projects.

Deferred Charges

Deferred charges represent the unamortized costs of relocating the Head Office of the Commission from Ottawa to Edmonton and of terminated project site investigations. The Head Office relocation costs and project site investigations are being written off to operations over a period of five years and three years respectively.

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

Notes aux états financiers

Pour l'année terminée le 31 mars 1976

1. Conventions comptables

Politique d'amortissement

C'est la politique de la Commission de calculer l'amortissement sur les immobilisations, achetées grâce aux prêts du Canada, en utilisant la méthode du fonds de remboursement. Ceci a comme effet d'imputer comme amortissement un montant équivalent au remboursement du capital de l'emprunt associé qui, lui-même, est amorti sur la durée économique prévue de l'immobilisation. Pour ce qui est des immobilisations achetées à partir des bénéfices et des immobilisations du siège social, la Commission impute la méthode d'amortissement linéaire sur la prévision de la vie utile de l'immobilisation.

Projets en voie de construction

La Commission reçoit des fonds pour des dépenses en capital sous forme de prêts du Canada et portant intérêts. L'intérêt aux taux courants est ajouté au coût en capital des immobilisations en voie de construction et est capitalisé lors de la terminaison de chaque projet. Les dépenses d'ingénierie et d'apport technique sont imputées aux comptes des immobilisations comme en faisant partie intégrale. Ces dépenses représentent les heures consacrées aux différents travaux et les frais généraux à leurs taux respectifs. Une partie des dépenses générales d'administration est imputée au compte des projets d'immobilisations à raison d'un pourcentage du coût du projet, basé sur la quantité de travail consacré aux projets d'immobilisations.

Frais reportés

Les frais reportés représentent le coût non amorti de la relocalisation du siège social de la Commission d'Ottawa à Edmonton et de clôture des projets de la recherche de site. Les coûts de relocalisation du siège social et les projets de recherches sont radiés de l'exploitation couvrant une période de cinq et trois ans respectivement.

Gifted Assets - Contributed Surplus

Fixed assets gifted to the Commission by Canada and others have been recorded at nominal value.

2. Loans from Canada

Loans from Canada including interest capitalized upon completion of each project are repaid by equal annual installments of principal and interest over the estimated economic life of the related asset which varies from ten to forty years at interest rates from 3 1/8% to 10 3/8%. Principal and interest payments required on outstanding loans amount to \$12,200,000 in each of the next five years. The principal portion of these payments amounts to \$2,598,000 in 1976-77, \$2,768,000 in 1977-78, \$2,963,000 in 1978-79, \$3,171,000 in 1979-80 and \$3,396,000 in 1980-81.

3. Contingent Liabilities

Recognition of lawsuits against the Commission at March 31, 1976 has been made in the accounts, in an amount which the Commission considers adequate to provide for any settlement which may arise out of such claims.

4. Fixed Asset Commitments

Commitments for the completion of capital projects under construction and on contractual obligations for services and equipment to be delivered approximated \$19,800,000 at March 31, 1976.

5. Federal Anti-Inflation Legislation

As a Federal Crown Corporation, the Commission is required to comply with this legislation.

Gifted Assets - Contributed Surplus

Fixed assets gifted to the Commission by Canada and others have been recorded at nominal value.

2. Loans from Canada

Loans from Canada including interest capitalized upon completion of each project are repaid by equal annual installments of principal and interest over the estimated economic life of the related asset which varies from ten to forty years at interest rates from 3 1/8% to 10 3/8%. Principal and interest payments required on outstanding loans amount to \$12,200,000 in each of the next five years. The principal portion of these payments amounts to \$2,598,000 in 1976-77, \$2,768,000 in 1977-78, \$2,963,000 in 1978-79, \$3,171,000 in 1979-80 and \$3,396,000 in 1980-81.

3. Contingent Liabilities

Recognition of lawsuits against the Commission at March 31, 1976 has been made in the accounts, in an amount which the Commission considers adequate to provide for any settlement which may arise out of such claims.

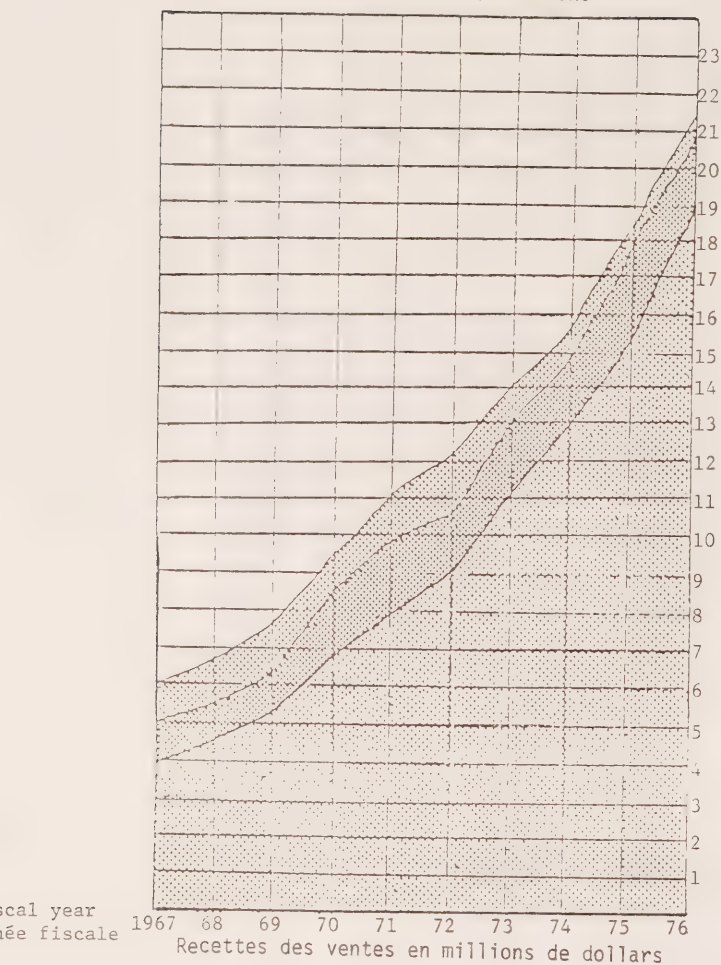
4. Fixed Asset Commitments

Commitments for the completion of capital projects under construction and on contractual obligations for services and equipment to be delivered approximated \$19,800,000 at March 31, 1976.

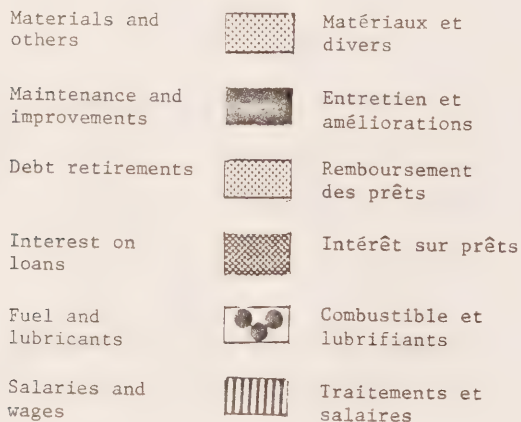
5. Federal Anti-Inflation Legislation

As a Federal Crown Corporation, the Commission is required to comply with this legislation.

Revenue from sales in \$ millions



Fiscal year
Année fiscale



Fiscal year
Année fiscale

1967 68 69 70 71 72 73 74 75 76

OPERATING STATISTICS

Year Ended 31 March

GENERAL DATA

1976

1975

1974

1973

1972

1971

1970

1969

1968

1967

Année terminée 31 mars

DONNEES GENERALES

Nombre de centrales en exploitation
Nombre d'employés

ELECTRIC POWER

Installed Capacity
(kw in thousands)

Hydro

Thermal

Total

Net Peak Load

(kw in thousands)

Generation

(kwh in millions)

Hydro

Thermal

Purchased

Total

Sales

(kwh in millions)

HEAT AND WATER

Heat Sales

(BTUs in billions)

Water Sales

(Gals. in millions)

FINANCIAL

(millions of dollars)

Gross Revenue

Operating Expense

Debt Retirement

Interest

Net Income (Loss)

Contingency

Surplus (Deficit)

GROSS INVESTMENT

(millions of dollars)

RESUME STATISTIQUE

DONNEES GENERALES

Nombre de centrales en exploitation
Nombre d'employés

ENERGIE ELECTRIQUE

Capacité de production
(en milliers de kw)

Hydraulique

Thermique

Total

CHARGE DE POINTE NETTE
(en milliers de kw)

Production

(en millions de kWh)

Hydraulique

Thermique

Achats

Total

Ventes

(en millions de kWh)

CHALEUR ET EAU

Ventes d'énergie calorifique
(en milliards de BTU)

Ventes d'eau

(en millions de gallons)

FINANCES

(en millions de dollars)

Revenu brut

Dépenses d'exploitation

Remboursement de capital

Intérêt

Revenu net (Perte nette)

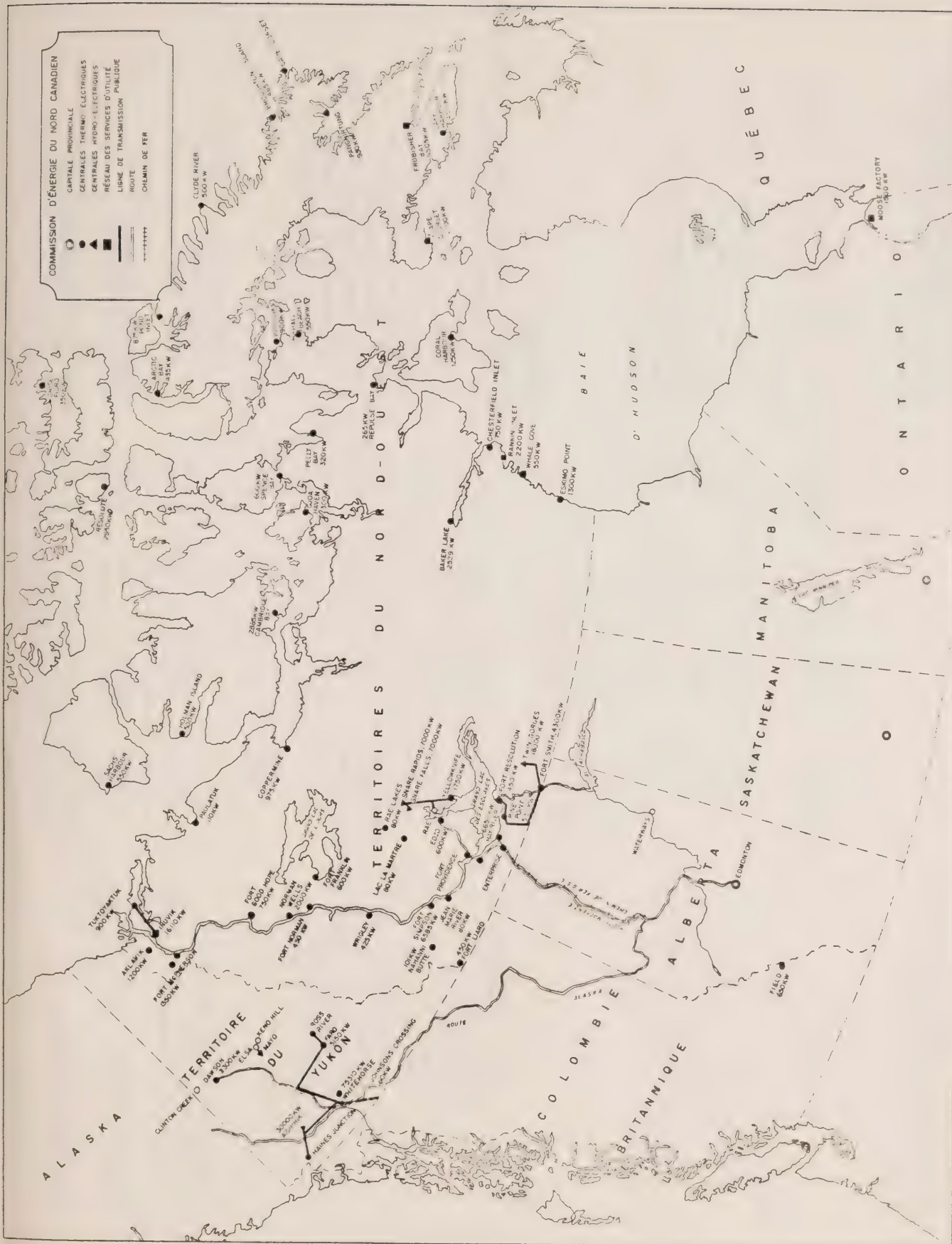
Réserve pour imprévus

Surplus (Déficit)

INVESTISSEMENTS BRUTS

(en millions de dollars)





	(in \$000)	(En milliers de dollars)
Income		
Sale of power	\$12,842	\$ 5,632
Sale of heat	1,960	-
Contract income	548	109
Water and sewerage services	138	7
Interest	80	8
Other	101	34
	<u>15,669</u>	<u>5,790</u>
		978
		<u>22,437</u>
Expense		
Operation and Maintenance		
Salaries and wages	3,633	778
Fuel and lubricants	5,043	844
Depreciation	1,155	935
Repairs and maintenance	2,200	522
Travel, removal and vehicle expense	890	72
Employees' accommodation (net)	486	43
Materials and services	406	36
Amortization of deferred charges	335	-
Other	528	118
		-
		22
		<u>668</u>
Engineering and general administration	1,415	289
Interest on loans from Canada	3,026	2,834
		<u>5,891</u>
Total Expenses	<u>19,117</u>	<u>6,471</u>
		906
		<u>26,494</u>
Net Income (Loss)	<u>\$ (3,448)</u>	<u>\$ (681)</u>
		72
		<u>\$ (4,057)</u>

As part of a cost-reduction
program this report was
printed in-house

Comme partie d'un programme de
réduction de frais, ce rapport
a été imprimé intérieurement

CAI
ND
- A 56

29th ANNUAL REVIEW

29e REVUE ANNUELLE

NORTHERN
CANADA
POWER
COMMISSION

NCPC

COMMISSION
D'ENERGIE
DU NORD
CANADIEN



29th ANNUAL REVIEW
For the Year Ended
March 31st, 1977

29e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1977

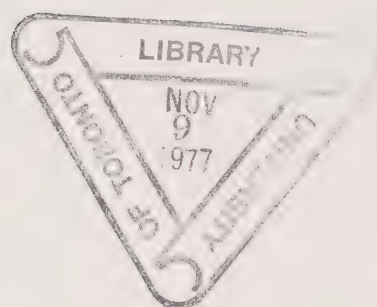


TABLE OF CONTENTS

Business of the Commission	1	Fonctions et pouvoirs de la Commission
Areas Served	2	Régions desservies
Commission Members, Executive and Regional Offices	3	Membres, exécutif, bureaux régionaux
Review of Operations for 1976-77	4-11	Bilan de l'année 1976-77
Planning for the Future	12-15	Perspectives d'avenir
Report of the Auditor General	16	Rapport du vérificateur général
Financial Statements	17-25	Etats financiers
Revenue and Expenditures for 10 years	26	Revenus et dépenses - Période de 10 ans
• Operating Statistics 10 year period	27	Résumé statistique - Période de 10 ans
Income and Expense by Rate Zone	28	Etat des revenus et dépenses - par zones tarifaires
Analysis of Electricity Sales	29	Analyse des ventes d'électricité
Map	30	Carte
Marsh Lake Dam	31	Le barrage du Marsh Lake

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

The Commission is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories. In addition, it operates community heating, water and sewage systems in several locations.

It is a requirement of the Authorizing Act that operations of the Commission shall be self-sustaining within each rate zone as defined in the Act. Consequently rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest on investment, repayment of principal over a period of years corresponding to the estimated economic life of the related projects, operating, maintenance and administrative expenses, and a contingency reserve sufficient to meet unforeseen or emergency situations.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et sous réserve de l'approbation du gouverneur général en conseil, entreprendre ces mêmes travaux ailleurs au Canada.

La Commission est le principal producteur d'électricité au nord du 60^{ème} parallèle: elle exploite les réseaux principaux de ligne de haute tension au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. En plus, elle dirige les systèmes communautaires de chauffage, d'eau et d'égout dans plusieurs localités.

Selon la Loi mandant la Commission, il est obligatoire que son exploitation soit financièrement autonome à l'intérieur de chacune des zones tarifaires telles que définies par la Loi. Par conséquent, les tarifs demandés pour les services publics doivent fournir un revenu suffisant pour permettre à la Commission de s'acquitter de l'intérêt sur les placements, de rembourser le capital au cours d'une période d'années qui correspond à la durée prévue d'exploitation des entreprises, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification du vérificateur général du Canada.

Electricity

Generation, transmission and/or
distribution of electricity at:

Northwest Territories:

Aklavik, Arctic Bay, Arctic Red River, Baker Lake, Broughton Island, Cambridge Bay, Cape Dorset, Chesterfield Inlet, Clyde, Coppermine, Coral Harbour, Detah, Edzo, Eskimo Point, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Frobisher Bay, Gjoa Haven, Grise Fiord, Hall Beach, Holman Island, Igloolik, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Lake Harbour, Nahanni Butte, Norman Wells, Pangnirtung, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Pond Inlet, Rae, Rankin Inlet, Repulse Bay, Resolute, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Whale Cove, Wrigley, Yellowknife.

Yukon Territory:

Dawson, Elsa, Faro, Johnsons Crossing, Mayo, Whitehorse

British Columbia:

Field

Electricité

Production, transport, distribution
d'énergie électrique à:

Territoires du Nord-Ouest:

Territoire du Yukon:

Colombie-Britannique:

Central Heating

Generation and distribution of
heat at:

Northwest Territories:

Inuvik, Frobisher Bay

Chauffage Central

Production et distribution d'énergie
calorifique à:

Territoires du Nord-Ouest:

Water and Sewerage

Northwest Territories:

Inuvik

Eau et égout

Territoires du Nord-Ouest:

Contract Work

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories, and the water and sewerage services at Frobisher Bay, N.W.T. and Dawson, Y.T. for the respective Territorial Governments. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

Travaux à forfait

La Commission exploite les stations de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ainsi que les services d'eau et d'égout à Dawson City, T.Y. et à Frobisher Bay, T.N.-O pour les gouvernements respectifs. De plus la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, effectuant notamment des travaux d'aménagements et de construction à divers emplacements, pour des ministères et d'autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

MEMBERS OF THE COMMISSION:

James Smith O.C. - Chairman
 A. Digby Hunt - Member
 Peter W. Jenkins - Member
 Joseph F. Parkinson - Member
 Donald M. Stewart - Member

EXECUTIVE:

James Smith O.C. - Chairman
 Philip G. Williams - General Manager
 Bruce G. Christie - Assistant General Manager,
 Operations
 Joseph Long - Assistant General Manager,
 Corporate Affairs
 Tofigh V. Mussivand - Assistant General Manager,
 Engineering & Planning Services
 Albert Watkiss - Comptroller

REGIONAL OFFICES:

Anthony Yewchuk - Regional Manager, Y.T.,
 P.O. Box 4278,
 Whitehorse, Y.T., Y1A 1H8
 John D. Allan - Regional Manager, N.W.T.,
 P.O. Box 1860
 Yellowknife, N.W.T., X1A 2P4

MEMBERS:

James Smith O.C. - président
 A. Digby Hunt - membre
 Peter W. Jenkins - membre
 Joseph F. Parkinson - membre
 Donald M. Stewart - membre

EXECUTIF:

James Smith O.C. - président
 Philip G. Williams - directeur général
 Bruce G. Christie - directeur général adjoint,
 exploitation
 Joseph Long - directeur général adjoint,
 affaires sociales
 Tofigh V. Mussivand - directeur général adjoint, services
 d'ingénieur et de planification
 Albert Watkiss - contrôleur

BUREAUX REGIONAUX:

Anthony Yewchuk - directeur régional,
 Yukon, B.P. 4278,
 Whitehorse, Y.T., Y1A 1H8
 John D. Allan - directeur régional, T.N.-0.,
 B.P. 1860,
 Yellowknife, T.N.-0., X1A 2P4

1976/77 IN REVIEW

During the year under review, the rate of growth of demand for electrical energy in the Yukon and Northwest Territories, which had averaged over 10% a year for five years, levelled off to a more modest 3%. This reflected the effects of the present economic stagnation in the northern communities, as well as an unusually mild winter.

Diesel electrical capacity was increased by 9,500 KW and hydro by 13,500 KW. Diesel generating units were added at 26 plants, and ranged in size from 2,500 KW at Yellowknife to 100 KW at Arctic Bay and Arctic Red River. Fuel oil storage totalling 180,000 gallons capacity was added at seven plants. The Snare Forks Hydro development, with an installed capacity of 9.5 MW (4.8 MW firm), was commissioned on November 15, 1976. This plant is being operated initially on local manual control. With the addition of this plant, computer-assisted control equipment is now being installed to permit control of the entire Snare hydro system from Yellowknife. Completion of remote control is scheduled for the summer of 1977. Also under construction during the year was the four unit 4 MW extension to the Taltson hydro plant, which was brought into operation on April 1, 1977.

The Marsh Lake dam, a new steel structure replacing an old wood-piling structure, was put into service in 1976, and the old dam was removed. This dam controls the flow of water upstream of the Whitehorse plant. A computer-assisted control system for the entire Whitehorse network is nearing completion and is expected to be installed and operating by mid-1977.

BILAN DE L'ANNEE 1976/77

Au cours de l'année en question, le taux de croissance de la demande d'énergie électrique au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, lequel s'était chiffré en moyenne à plus de 10% par année pendant cinq ans, s'est arrêté à une modeste augmentation de 3%. Ceci reflète les effets de la stagnation économique dans les communautés du nord, ainsi que d'un hiver tout particulièrement doux.

La capacité de production électrique au diesel a été augmentée de 9,500 kW et celle des centrales hydro-électriques de 13,500 kW. Des unités diesel ont été ajoutées à 26 centrales, et ces unités varient de 2,500 kW à Yellowknife jusqu'à 100 kW à Arctic Bay et Arctic Red River. De l'espace d'entreposage de combustibles se montant à 180,000 gallons a été ajouté à sept centrales. Un aménagement hydro-électrique à Snare Forks, dont la capacité est de 9.5 mW (4.8 mW ferme), fut mis en service le 15 novembre 1976. Cette centrale fonctionnera au début grâce à un contrôle manuel local. En plus de la construction de cette centrale, on installe un matériel de contrôle comprenant des ordinateurs de sorte que tout le réseau hydro-électrique de Snare soit contrôlé à partir de Yellowknife. L'achèvement de l'installation d'une commande à distance est prévue pour l'été 1977. De plus, pendant l'année, on a poursuivi la construction d'une extension de 4 mW en quatre unités, à la centrale hydro-électrique de Taltson, laquelle est entrée en exploitation le 1er avril 1977.

Le barrage du Marsh Lake, une nouvelle structure d'acier qui remplace l'ancienne structure de bois, a été mis en exploitation en 1976. Ce barrage contrôle le débit d'eau en amont de la centrale de Whitehorse. Un système de contrôle muni d'ordinateurs pour tout le réseau de Whitehorse est presque terminé et on s'attend qu'il sera installé et qu'il fonctionnera vers la mi-1977.

The past year saw a number of extensions to the transmission and distribution systems. A 34.5 KV transmission line extension of some 12 miles, to service the Marsh Lake dam was completed and two reactors were installed on the Whitehorse system at Takhini and Faro. Additional work was done on the 34.5 KV loop at Yellowknife, and a ten mile 115 KV transmission line was built to connect the new Snare Forks plant to the Snare system.

In line with the Commission's objectives, emphasis has been placed on maximizing the use of existing equipment so as to reduce capital expenditures. Thus parallel operation of units was put into effect with resulting economies in operating costs. Construction costs were reduced wherever possible by simplification of design. Moreover, a complete modular diesel unit was designed, built, commissioned and tested in Edmonton and then transported to Fort Simpson for testing under northern conditions. The modular concept is expected to reduce construction costs considerably in future years. Budgetary control systems were also improved. Together, these steps resulted in a reduction in capital expenditures for 1976-77 of some 20% from budget.

As of March 31, 1977, the Commission employed 359 people and had 25 operators on contract at smaller plants. Altogether, Northern operations involved 220 employees and 25 contract operators, for a total of 245. Of this number, 54 were original native people, and another 64 were considered residents of the North, having been born there or having lived there five years or more.

With a view to increasing the role of Northerners, a program of training and retraining has been set up in conjunction with the Department of Manpower. The bulk of the training will take place in Yellowknife, and

Pendant l'année, on a apporté plusieurs modifications aux réseaux de transport et de distribution. Une extension d'une ligne de transport de 34.5 kV, d'une longueur de 20 kilometres, qui dessert le barrage du lac Marsh a été complétée, et deux inductances ont été installées sur le réseau de Whitehorse, à Takhini et à Faro. Du travail supplémentaire a été fait sur le circuit de 34.5 kV à Yellowknife, et une ligne de transport de 115 kV d'une longueur de 16 kilometres a été construite pour relier la nouvelle centrale de Snare Forks au réseau de Snare.

Dans le cadre des objectifs de la Commission, on a cherché à employer au maximum l'équipement actuel de façon à réduire les immobilisations. Ainsi, en commençant l'exploitation parallèle des unités, ceci a entraîné une économie des coûts d'exploitation. Les coûts de construction ont été réduits, lorsque c'était possible, par la simplification des projets. De plus, une unité diesel modulaire entière a été conçue, créée, commissionnée et mise à l'essai à Edmonton et ensuite transportée à Fort Simpson pour être mise à l'essai sous les conditions du Nord. On s'attend que le concept modulaire réduise considérablement les coûts de construction dans les années à venir. Les systèmes de contrôle budgétaire ont aussi été améliorés. Somme toute, ces mesures ont entraîné une réduction du budget des immobilisations pour 1976-77 de quelque 20%.

Au 31 mars 1977, la Commission avait à son emploi 359 employés, et 25 contractuels dans les plus petites centrales. Somme toute, son travail dans le Nord occupait 220 employés et 25 contractuels, soit un total de 245 personnes. De ce nombre, 54 étaient autochtones alors que 64 étaient considérés comme des résidents du Nord soit parce qu'ils y sont nés, soit parce qu'ils y sont installés depuis cinq ans ou plus.

Afin de développer le rôle des gens du Nord, un programme de formation et de recyclage a été établi conjointement avec le Ministère de la Main d'oeuvre. Le plus gros du programme sera offert à Yellowknife.

will develop the skills of plant and system operators, mechanics, first level supervisors and electricians. Recognition was also given during the year to long-term employees. A system of recognition for long service was initiated for employees with over ten years service. Awards were given to 40 employees with 10 - 15 years service, 9 with 15 - 20 years, 1 with 20 - 25 years and 2 with over 25 years.

During the year a two-year agreement effective until March 1978 was negotiated with the Public Service Alliance of Canada. The agreement applies to 150 operational (non-supervisory) positions in the North. The contract provided for a wage revision in March, 1977. The average pay increase of 10.74% in 1976-77 over 1975-76 was approved by the Anti-Inflation Board.

The Commission operated an active safety program. Lost time due to accidents amounted to 78 days per million man hours worked, which compares favourably with utility experience.

Utility production continued to increase, but at a considerably lower rate than in previous years. By year-end there was evidence, at most locations serviced, of a levelling-off or even a reversal of the growth pattern of the past decade. The relatively mild winter of 1976-77 considerably reduced the revenues from the sale of power and heat, as did a deferral of rate increases by Ministerial instructions, and labour strife in the mining industry. Apart from these factors, it is evident that the general economic situation, which is placing greater strains on the north than on most other parts of Canada, resulted in lower sales than had been expected.

Il s'adresse aux employés des centrales, aux opérateurs de réseaux, aux mécaniciens, aux contremaîtres et aux électriciens. Pendant l'année, les services des employés de longue date ont été reconnus. Un système de récompense a été instauré pour les employés qui ont plus de dix ans de service. Des prix ont été décernés à 40 employés qui avaient de 10 à 15 ans de service; à 9 ayant de 15 à 20 ans; à 1 ayant de 20 à 25 ans; et à 2 ayant de plus de 25 ans de service.

Pendant l'année, un contrat de deux ans, en vigueur jusqu'en mars 1978, a été négocié avec l'Alliance de la Fonction publique du Canada. L'accord s'applique à 150 employés d'exécution (qui ne font pas partie des cadres) au Nord. Le contrat comprenait une revue des salaires en mars 1977. La Régie des mesures anti-inflationnistes a approuvé une augmentation de 10.74% en 1976-77 par rapport à 1975-76.

La Commission a poursuivi activement un programme de prévention des accidents. Le temps perdu à cause des accidents s'est chiffré à 78 jours par million d'heures de travail, ce qui compare favorablement à l'expérience des services publics.

Les exploitations des services publics ont continué d'augmenter, mais à un taux inférieur aux années passées. Il était évident par la fin de l'année, dans la plupart des localités desservies, qu'on avait atteint un plateau et qu'il y avait même une baisse de la consommation. L'hiver relativement doux de 1976-77, les augmentations des taux qui ont été différées par décisions ministérielles et un conflit industriel dans l'industrie des mines, ont tous contribué à la réduction des revenus des ventes d'électricité et de chaleur. A l'exception de ces facteurs, il est évident que la situation économique générale, qui se fait sentir plus lourdement dans le Nord que dans la plupart des autres parties du Canada, a produit des ventes plus basses que prévues.

Cost inflation, coupled with serious water shortages on major river systems and high maintenance costs caused by equipment failure, taken together with the slower rate of growth in sales mentioned above, culminated in a net loss of \$6.2 million for the year on total sales revenues of \$29.5 million.

Income from the sale of electricity increased over the prior year by \$6,675,000 or 35% to a total of \$25,490,000 in 1976-77. This increase was primarily the result of increased power rates, since the volume of sales actually deteriorated by 3.9%. The decline in sales occurred entirely in industrial accounts. Other accounts all showed moderate increases, but were lower than had been forecast. Power revenue losses attributable to several northern mining strikes, and deferral of rate increases, were \$1,170,000 and \$600,000 respectively.

Gross generation of electrical energy during the year totalled 650 million KWH, a decrease of 5% from the previous year. Peak loads totalled 125,600 KW which represented 52% of year-end installed thermal and hydro capacity of 234,000 KW.

Revenue from the sale of heat amounted to \$3,113,000, an increase of 26% over the previous year. This increase was entirely due to price increases, since sales volume at 394 billion BTU was 7.3% lower than the previous year, attributable primarily to a comparatively mild winter. Revenue from the water and sewage services amounted to \$188,000. Revenue from contracts for construction, maintenance and operation of facilities amounted to \$566,000 in 1976-77.

L'inflation des coûts, associée à de sérieuses pénuries d'eau dans les réseaux importants de rivières et aux coûts élevés d'entretien occasionnés par des pannes d'équipement, ainsi que le ralentissement du taux d'augmentation des ventes mentionné ci-dessus, ont abouti à une perte nette de \$6.2 millions sur un revenu total de \$29.5 millions provenant des ventes pendant l'année.

Les revenus des ventes d'électricité ont augmenté par rapport à l'année précédente de \$6,675,000 ou de 35% pour un total de \$25,490,000 en 1976-77. Cette augmentation est attribuable avant tout à la hausse des taux d'électricité puisque le volume des ventes a en réalité baissé de 3.9%. La baisse des ventes s'est produite entièrement auprès des industries. Il y a eu des augmentations modérées auprès de tous les autres abonnés, bien que plus basses que prévues. Des pertes de revenus de l'électricité se chiffrant à \$1,170,000 et \$600,000 respectivement sont attribuables aux grèves dans plusieurs mines du nord et aux augmentations des taux qui ont été différées.

La production brute d'énergie électrique pendant l'année a totalisé 650 millions kWh, soit une baisse de 5% par rapport à l'année précédente. L'énergie de pointe s'est montée à 125,600 kW, ce qui représente 52% de la capacité thermique et hydro-électrique installée à la fin de l'année et se chiffrant à 234,000 kW.

Les revenus des ventes de chaleur ont atteint \$3,113,000 soit une augmentation de 26% par rapport à l'année précédente. Cette augmentation est attribuée entièrement à l'augmentation des prix puisque le volume des ventes, à 394 billions BTU, était de 7.3% inférieur à l'année précédente. Ceci s'explique avant tout par un hiver assez doux. Les revenus des ventes d'eau et des services d'égout ont atteint \$188,000. Les revenus des contrats de construction, d'entretien et d'exploitation des installations se sont chiffrés à \$566,000 en 1976-77.

Plant operating expense of \$19,976,000 was 23% more than 1975-76. \$892,000 of the expense increase was due to the operation of an added plant at Resolute, N.W.T., and \$214,000 reduction resulted from a part-year operation of Moose Factory. The increase was primarily due to costs arising from payroll \$781,000, fuel costs \$989,000 and maintenance costs \$1,491,000.

In 1976-77, 15.4 million gallons of oil were consumed, an increase of 12% over the previous year.

Engineering and general administration expense of \$4,226,000 increased by \$654,000 over the previous year. These expenses include the cost of the Chairman's office in Whitehorse, the head office in Edmonton as well as of regional offices in Yellowknife and Whitehorse. The cost increase relates to staff additions during the year, and general increases in salaries and other office costs.

Because of additions to plant facilities to serve increased load, depreciation expense of \$2,937,000 was an increase of 33% over the previous year, which included an amount of \$2,546,000 equivalent to repayments due to Canada of principal amount of loans.

Interest amounting to \$13,901,000 was due to Canada on loans received for capital projects. This was an increase of 31% of \$10,609,000 over the previous year. Rates of interest range from 3.125% on 1953 loans to a high of 10.375% on loans received in 1976-77.

Capital assets at a cost of \$198,800,000 increased by \$21,415,000 during the year. Assets at electric power plants (including transmission) increased by \$43,011,000, the biggest addition being the Snare Forks

Les dépenses de \$19,976,000 pour l'exploitation des centrales ont été de 23% supérieures à celles de 1975-76. De cette augmentation, \$892,000 se rapportent à l'exploitation d'une centrale supplémentaire à Resolute, T.N.-O.: une réduction de \$214,000 provient de l'exploitation de la centrale de Moose Factory pendant une partie de l'année seulement. L'augmentation est imputable principalement aux salaires, soit \$781,000; aux coûts du mazout, soit \$989,000 et aux dépenses d'entretien, soit \$1,491,000.

En 1976-77, 15.4 millions de gallons de mazout ont été consommés, soit une augmentation de 12% par rapport à l'année précédente.

Les dépenses d'ingénierie et d'administration générale se chiffrant à \$4,226,000 ont augmenté de \$654,000 par rapport à l'année précédente. Ces dépenses comprennent les frais du bureau du président à Whitehorse, du siège social à Edmonton ainsi que des bureaux régionaux à Yellowknife et Whitehorse. La hausse des coûts s'explique par l'embauchage de personnel supplémentaire et par l'augmentation générale des salaires et des autres dépenses de bureau.

Les dépenses d'amortissement de \$2,937,000 représentent une hausse de 33% par rapport à l'année précédente et sont attribuables à l'installation de centrales pour fournir une charge supplémentaire. Dans le montant de \$2,937,000 représentant l'amortissement, \$2,546,000 sont désignés comme remboursements au Canada du capital.

Des intérêts se chiffrant à \$13,901,000 étaient dus au Canada sur les prêts reçus pour les immobilisations. Ceci représente une hausse de 31% par rapport à l'année précédente, soit \$10,609,000. Les taux d'intérêt ont varié de 3.125% sur les prêts reçus en 1953, jusqu'à un maximum de 10.375% sur les prêts reçus en 1976-77.

L'actif immobilisé, au montant de \$198,800,000, a augmenté de \$21,415,000 pendant l'année. L'actif des centrales électriques, y inclus les lignes de transport, a augmenté de \$43,011,000, la centrale de Snare Forks

hydro plant. All other assets in use increased by \$3,236,000 while projects under construction decreased by \$24,832,000. As mentioned above, the plant additions included diesel sets at Yellowknife, Fort Smith and several other locations; fuel oil storage tanks at Inuvik and other plants; an extension to the hydro plant at Taltson; the Marsh Lake dam on the Yukon River; transmission line extensions at Whitehorse and Yellowknife; and distribution system extensions at most locations served.

In common with other power utilities, the Commission continues to be concerned about cost increases, which are the principal reason for the need for higher rates. Apart from the major population centres served by Whitehorse, Yellowknife and Taltson/Fort Smith hydro systems, all other locations are served by diesel plants and, because such units are mostly very small and located in remote areas, power rates are considerably higher than elsewhere in Canada. The significantly greater cost of new hydro and thermal plants, combined with the high cost of fuel, together with a reduction in sales in many locations, again necessitated proposals by the Commission for rate increases, effective in April, 1977. To ensure that such increases will be kept to a minimum, the Commission has made critical reductions in its operating expenditure budget. In addition, major reductions in future capital expenditures have been planned, so as to minimize increases in operating costs of future years. In effect, a capital program capable of serving a load growth estimated at only 3% has been authorized. By this means, the Commission expects to balance its budget in future years, while maintaining rate increases at a level compatible with increases in general costs experienced in the economy as a whole.

contribuant le plus à cette augmentation. Toutes les autres immobilisations en usage ont augmenté de \$3,236,000 tandis que les constructions ont diminué de \$24,832,000. Comme mentionné ci-dessus, les additions aux centrales comprennent des appareils diesels à Yellowknife, à Fort Smith et à plusieurs autres endroits; des réservoirs à mazout, à Inuvik et à d'autres centrales; un agrandissement de la centrale hydro-électrique de Taltson; le barrage du Marsh Lake sur la rivière Yukon; des prolongements des lignes de transport de Whitehorse et de Yellowknife; et des prolongements des réseaux de distribution dans la plupart des localités desservies.

Tout comme les autres services d'énergie, la Commission continue de se préoccuper de l'augmentation des coûts qui est la raison principale pour une hausse des taux. A l'exception des grands centres de population desservis par les réseaux hydro-électriques de Whitehorse, Yellowknife et Taltson/Fort Smith, toutes les autres localités sont desservies par des centrales diesels, et puisque la plupart de ces centrales sont petites et dans des endroits isolés les taux d'électricité sont considérablement plus élevés qu'ailleurs au Canada. Les coûts beaucoup plus élevés des nouvelles centrales hydro-électriques et thermiques, associés aux coûts élevés des combustibles, auxquels s'ajoutait une réduction du volume des ventes en plusieurs endroits, ont de nouveau forcé la Commission à proposer une augmentation des taux, à partir d'avril 1977. Pour assurer que cette hausse soit maintenue au minimum, la Commission a fait d'importantes réductions dans son budget de dépenses d'exploitation. En plus, des réductions importantes des immobilisations futures ont été projetées de façon à minimiser l'augmentation des coûts d'exploitation dans les années à venir. En effet, on a autorisé un programme d'immobilisations capable de répondre à une augmentation de la demande d'énergie de 3% seulement. Par ces moyens, la Commission s'attend à balancer son budget dans les années futures, tout en maintenant les augmentations des taux à un niveau qui se compare aux hausses des coûts généraux que connaît l'économie dans l'ensemble.

All proposed rate changes continue to be referred to the Public Utilities Boards of the Yukon and of the Northwest Territories. During 1976, the Commission completed a 'cost of service study', which identified for each plant the cost of providing service to each consumer group. This study was made available to the Public Utilities Boards in December, 1976, in support of the higher rates which the Commission proposed should become effective in April, 1977. This is considered to be an essential part of the rate-making process, and will be brought up-to-date each year when new rates are under review. Although the Commission is not by law subject to regulation by such Boards, it conforms to their rulings so long as they do not result in a contravention of the requirements of the Northern Canada Power Commission Act. This relationship with the two Boards has been very satisfactory, and has provided an excellent medium for the examination of the Commission's operations by the public. Because of the high costs in the north, public involvement in the rate hearings has been active and vociferous. The Commission has found this involvement to be helpful and believes it has developed a better mutual understanding between the Commission and the consumers it serves.

Rate changes, of course, are also subject to Anti-Inflation Board review. The Anti-Inflation Board has examined the rate changes proposed for April, 1977, and declared them acceptable under the anti-inflation regulations.

Arising out of the public involvement, and the representations made to the Minister of Indian and Northern Affairs about the high cost of power, the Minister, on June 24, 1976, set up a Task Force to examine and report on electrical energy costs in the North. The Task Force included representatives from the Commission, Treasury Board, and the Departments of Energy, Mines & Resources, Finance and Indian Affairs and Northern Development. The report of the Task Force was submitted on November 15, 1976. Among other things, the report recommended

On continué à référer au Conseil des services publics du Yukon et à celui des Territoires du Nord-Ouest toutes propositions de modifications aux taux. En 1976, la Commission a terminé une étude des «coûts des services publics», laquelle fait ressortir les montants qui aurait à verser pour chaque centrale pour fournir les services à chaque groupe de consommateurs. Cette étude a été mise à la disposition des Conseils des services publics, en décembre 1976, pour appuyer la hausse des taux que la Commission proposait pour avril 1977. On considère ceci comme un point essentiel du processus d'établissement des taux, et cette étude sera mise à jour toutes les années où il y aura une révision des taux. Bien que la Commission ne soit pas sujette légalement aux règlements des Conseils, elle se conforme à leurs décisions pourvu que celles-ci ne s'opposent pas aux exigences de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. Cette relation avec les deux conseils s'est montrée très satisfaisante et a fourni au public un excellent moyen d'examiner le fonctionnement de la Commission. A cause des taux élevés dans le nord, le public a participé activement et bruyamment aux audiences portant sur les taux. La Commission considère cette participation très utile et croit qu'elle a développé une meilleure compréhension entre la Commission et les consommateurs qu'elle dessert.

Les modifications des taux, bien entendu, sont soumises à la révision par la Régie des mesures anti-inflationnistes. Celle-ci a examiné les modifications de taux proposées pour avril 1977, et les a déclarées acceptables compte tenu aux mesures anti-inflationnistes.

A la suite de la participation du public et des démarches faites auprès du Ministère des Affaires indiennes et du Nord au sujet du coût élevé de l'électricité, le Ministère a mis sur pied le 24 juin 1976, un comité de travail qui se chargerait d'étudier et faire rapport sur les coûts de l'énergie dans le Nord. Ce comité de travail comprenait des représentants de la Commission, du Conseil du Trésor, du Ministère de l'Energie, des Mines et Ressources, du Ministère des Finances, et du Ministère des Affaires indiennes et du Nord. Le comité a présenté son rapport le 15 novembre 1976. Le rapport recommandait

that the Government of Canada should defer certain loan repayments to assist the Commission in meeting current cash shortfalls, and to moderate the increases in rates over the next several years. The Commission believes that the deferral of loan repayments does not constitute a real solution to the problem of northern power rates, and has instead recommended partial loan forgiveness or the adoption of an equity position by Canada. No final decision has yet been made on the recommendations of the Task Force.

In its recommendations to the Task Force, the Commission pointed out that it would be faced with a severe cash shortage at March 31, 1977, because of the changes in conditions in the north. Shortage of water because of unprecedented weather conditions necessitated large expenditures for additional fuel oil and mining strikes resulted in serious loss of revenue. The exaggerated effect of economic conditions on northern business left the Commission with a large amount of unused plant capacity. These and other factors which contributed to the loss experienced over the past two years resulted in the Commission being unable to meet its loan repayments due to Canada on March 31, 1977.

entres autres, que le gouvernement du Canada recule certains remboursements de prêts, pour aider la Commission à faire face à son manque de fonds courants et pour modérer l'augmentation des taux pendant les années à venir. La Commission croit que la remise à plus tard de remboursements des prêts, ceci ne constitue pas une solution réelle aux problèmes des taux d'électricité, c'est pourquoi elle a recommandé une remise de dette partielle ou encore que le Canada devienne en quelque sorte un actionnaire. Aucune décision finale n'a été prise à la suite des recommandations du comité d'étude.

Dans ses recommandations au comité d'étude, la Commission a fait voir qu'elle serait sérieusement à court d'argent le 31 mars 1977, à cause des changements de conditions dans le Nord. La pénurie d'eau causée par des conditions atmosphériques sans précédent a exigé de grandes dépenses en combustibles supplémentaires et des grèves dans les mines ont causé des pertes sérieuses de revenus. A cause de l'effet exagéré des conditions économiques sur les entreprises du nord, une grande partie de la capacité génératrice des centrales de la Commission n'a pas été utilisée. Ces facteurs-ci et les autres qui ont contribué à engendrer une perte pour les deux dernières années ont fait que la Commission a été incapable de faire les remboursements de prêts dus au Canada, le 31 mars 1977.

PLANNING FOR THE FUTURE

In order to establish direction for the Commission's future development, in 1976 the Board established the following major goals and objectives:

Reorganize the financial structure of NCPC as to equity/loan ratio, more along the lines of a normal utility. Proposals have been made to the Federal Government and these are being considered by the Departments of Indian and Northern Affairs, Finance and Treasury Board.

Optimize plant and equipment utilization by such means as reducing the amount of spare capacity, improving plant operating procedures, and exploring the use of residual heat generated in the power plants.

Ensure that about 10% of the thermal plants (in terms of total capacity) are mobile so as to allow more flexibility in their use. This will help solve load forecasting problems and allow the physical movement of power units, and in this way, help to compensate for the lack of interconnected systems

Develop plans for the interconnection of some of the present separate power systems, and allow for the import or export of power as needed.

Minimize future capital expenditures by improving present operation and construction techniques. This may involve the parallel operation of units, more construction in summer rather than in winter, and the use of pre-assembled units.

PERSPECTIVES D'AVENIR

Afin de déterminer la direction que prendra le développement futur de la Commission, le Conseil, en 1976, a établi les buts et les objectifs importants que voici:

Réorganiser la structure financière de la CENC en ce qui a trait à la proportion entre ses valeurs et ses emprunts, pour s'en tenir plus près des normes d'une entreprise de services publics ordinaire. Des propositions ont été faites au gouvernement fédéral et elles sont présentement considérées par les Ministères des Affaires indiennes et du Nord, des Finances et par le Conseil du Trésor.

Mieux utiliser les centrales et l'équipement en réduisant le potentiel de réserve, en améliorant les procédés d'exploitation des centrales et en étudiant l'emploi possible de la chaleur résiduelle produite dans les centrales électriques.

Assurer qu'environ 10% des centrales thermiques (par rapport à la capacité totale) sont portatives, afin que leur utilisation soit plus flexible. Ceci aidera à résoudre les problèmes de prévision des charges et permettra le déplacement des génératrices, aidant à compenser l'absence d'interconnexion des réseaux.

Développer des plans en vue de l'interconnexion de quelques-uns des réseaux électriques séparés et permettre l'importation et l'exportation d'énergie si nécessaire.

Minimiser les immobilisations futures en améliorant le fonctionnement actuel et les techniques de construction. Ceci peut impliquer l'exploitation parallèle des unités; plus de construction en été qu'en hiver; l'emploi d'unités pré-fabriquées.

Improve operating procedures to reduce fuel and maintenance costs.

Seek greater co-operation with such other organizations as Public Utilities Boards, Water Boards, Federal and Territorial Governments, consumer organizations, news media and suppliers.

Ensure that the rate structures are 'rational' as between different types of consumer and ensure that rate increases, when necessary, are kept within reasonable limits.

Determine whether such other markets served by the Commission (sewage disposal, water, gas and heat distribution) can be expanded and/or improved.

Improve staff and recruitment policies and establish staff training schemes.

Encouraging progress has been made in achieving some of these objectives.

The electrical demand for the Yellowknife area will exceed the installed hydro capacity of the Snare River system within a few years if there is no reduction in the industrial demands on the system. In order to facilitate future development, several alternatives for additional hydro development were examined which included potentials on the Lac La Martre River as well as the Snare River upstream of the existing plants. A consulting engineering firm has been retained to conduct a system-planning study and to examine and recommend scheduling

Améliorer les procédés d'exploitation afin de réduire les dépenses de combustibles et d'entretien.

Viser à une plus grande coopération avec des organisations telles que les conseils des services publics, les conseils des eaux, les gouvernements fédéral et territoriaux, les organisations de consommateurs, les média et les fournisseurs.

Assurer que les structures des taux sont «rationnelles» lorsqu'il s'agit des différents genres de consommateurs, et assurer que les augmentations des taux, lorsqu'il y a lieu nécessaire, s'en tiennent à des limites raisonnables.

Déterminer si d'autres services de la Commission (traitement des égouts, distribution d'eau, de gaz et d'énergie calorifique) peuvent être développés et/ou améliorés.

Améliorer la politique de personnel et de recrutement et établir un programme de formation du personnel.

Des progrès encourageants ont été faits vers la réalisation de ces objectifs.

D'ici quelques années on s'attend à ce que la demande d'électricité dans la région de Yellowknife dépasse la puissance hydro-électrique installée du réseau de Snare, s'il n'y a pas une réduction des demandes sur le réseau de la part de l'industrie. Afin de faciliter les développements futurs, plusieurs développements hydro-électriques possibles ont été examinés; y compris le potentiel de la rivière du lac La Martre et de la rivière Snare, en amont des centrales existantes. Une firme d'ingénieurs-conseils a été engagée pour faire l'étude d'un projet de réseau, pour examiner et recommander un plan d'exécution

of various alternatives to ensure adequate supply for the system. A water licence has been received for the proposed Snare Cascades plant, but its long-term economics will be examined in the current planning study before a decision is made to proceed with the project.

A second transmission line from Yellowknife, adjacent to the highway to the Fort Rae area, and extending to the Snare and Lac La Martre areas, is being investigated to provide additional transmission line capacity to Yellowknife, so as to reduce losses on the system and to increase reliability of the supply to the Yellowknife area. The scheduling of this transmission line will be examined in the current planning study.

Several alternatives were considered to supply the additional power requirements of Pine Point Mines Limited by 1979. These included additional hydro development, an interconnecting transmission line to the Alberta system, and additional diesel electric generating facilities. At the time, Pine Point Mines Limited did not wish to make a long-term commitment sufficient to justify a hydro development and their negotiations for an inter-tie with Alberta did not prove to be an attractive alternative. A decision was made to install a 7.5 megawatt diesel generating station at Pine Point to meet the 1979 requirements. Further discussions were held with the company to determine their twenty-year requirement, in order to re-examine the merits of installing additional hydro capacity along with the possibility of an inter-connection with the Alberta system, as well as the possible connection of the Town of Hay River to the Taltson/Fort Smith/Pine Point system.

des diverses possibilités qui assureraient un approvisionnement adéquat du réseau. La Commission a reçu un permis d'eau pour la centrale proposée de Snare Cascades, mais sa rentabilité à long terme sera examinée lors de la session de planification avant de prendre la décision de la construire.

Dans le but d'ajouter une plus grande capacité de transmission à la ligne qui va à Yellowknife et ainsi réduire les pertes sur le réseau et augmenter la régularité de l'approvisionnement à la région de Yellowknife, on étudie la possibilité d'une deuxième ligne de transport depuis Yellowknife, adjacente à la route vers la région de Fort Rae et rejoignant ensuite les régions de Snare et du lac La Martre. Le plan d'exécution de cette ligne de transport sera examiné lors de l'étude de planification en cours.

Plusieurs possibilités ont été considérées en vue de répondre aux besoins d'énergie additionnelle de Pine Point Mines Ltd., en 1979. Ceci inclut un développement hydro-électrique additionnel, une ligne de transport qui fera l'interconnexion avec le réseau de l'Alberta, et des installations supplémentaires de génératrices diesels. Présentement, Pine Point Mines Ltd. n'a pas voulu prendre un engagement à long terme qui justifierait un développement hydro-électrique, et ses négociations ont montré qu'une interconnexion avec le réseau de l'Alberta n'était pas une alternative intéressante. La décision a été prise d'installer une centrale diesel de 7.5 mW à Pine Point pour répondre aux besoins en 1979. D'autres discussions ont eu lieu avec la société pour déterminer ses besoins d'ici les 20 années prochaines, pour réexaminer le bien-fonde d'une installation hydro-électrique additionnelle et la possibilité d'une interconnexion avec le réseau de l'Alberta, ainsi que le rattachement du village de Hay River au réseau Taltson/Fort Smith/Pine Point.

Negotiations for the evaluation and acquisition of the assets of Yukon Electrical Company Limited and the northern assets of Alberta Power Limited in the Northwest Territories, which had begun in the previous year, continued until the summer of 1976 when negotiations were terminated by the parent firm, Alberta Power Limited. Should negotiations be re-opened in the near future, it will merely be necessary to update the asset inventories and negotiate on the basis of updated asset values.

Plans for sale of residual heat from thermal plants are well under way at Igloolik and Cape Dorset. This will result in improved plant utilization. Similar action will be considered in future years at other locations.

The possibility of large amounts of electrical power being required from NCPC in the Yukon, to operate compressor stations for a proposed natural gas pipeline, and also for a proposed aluminum smelter, was discussed with the proponents of these projects. The developers were assured that their requirements could be met, provided adequate time were to be allowed to bring an appropriate development into service (i.e. possibly 6 to 7 years). Along with the supply of electrical power for these proposed developments, the Commission would examine the requirements for an interconnection with the power grid of the Province of British Columbia to permit export and import of electrical power.

Les négociations en vue de l'évaluation et de l'acquisition des avoirs du Yukon Electrical Company Ltd., et de l'Alberta Power Ltd. dans les Territoires du Nord-Ouest, entreprises l'année précédente, ont été arrêtées en 1976 par la société mère, Alberta Power Ltd. Si les négociations reprenaient dans le futur, il serait simplement nécessaire de mettre les inventaires à jour et de négocier sur la base des valeurs mises à jour.

Les plans en vue de la vente de la chaleur résiduelle des centrales thermiques sont bien avancés à Igloolik et Cape Dorset. Ceci entraîne une meilleure utilisation des centrales. On considère faire la même chose dans les années à venir dans d'autres endroits.

Les besoins éventuels de la CENC d'une grande quantité d'énergie électrique au Yukon pour faire fonctionner les stations de compression pour le pipe-line projeté de gaz naturel, ainsi que l'usine projeté d'électrolyse d'aluminium, ont été discutés auprès de ceux qui s'intéressent à ces projets. On les a assurés qu'on répondrait à leurs besoins pourvu qu'ils accordent assez de temps pour qu'on mette en exploitation un développement hydro-électrique approprié (possiblement 6 à 7 ans). En plus d'examiner les sources d'énergie électrique pour les développements projetés, la Commission étudie les besoins d'une interconnexion avec le réseau de la Colombie-Britannique, afin de permettre l'importation et l'exportation de l'énergie électrique.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

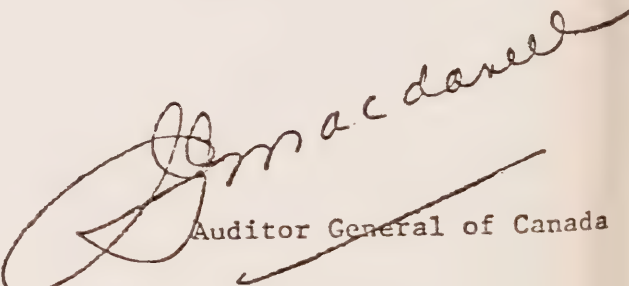
The Honourable Hugh Faulkner, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and Northern Development
Ottawa, Ontario.

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1977 and the statements of income, deficit and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements give a true and fair view of the financial position of the Commission as at March 31, 1977 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Commission, the financial statements are in agreement therewith and the transactions that have come under my notice have been within its statutory powers.

Ottawa, Ontario
August 23, 1977


Auditor General of Canada



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

L'honorable Hugh Faulkner, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien
Ottawa (Ontario)

J'ai vérifié le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1977 ainsi que l'état des revenus et dépenses, l'état du déficit et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'année terminée à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, ces états financiers présentent un aperçu juste et fidèle de la situation financière de la Commission au 31 mars 1977 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'année terminée à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'année précédente.

De plus, je déclare que la Commission, à mon avis, a tenu des livres de comptabilité appropriés, que les états financiers sont conformes à ces derniers et que les opérations dont j'ai eu connaissance ont été effectuées dans le cadre de ses pouvoirs statutaires.

Le Vérificateur général du Canada

Ottawa (Ontario)
le 23 août 1977

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

BALANCE SHEET AS AT MARCH 31, 1977

<u>Assets</u>		<u>Actif</u>	
	<u>1977</u> (thousands of dollars)	<u>1976</u>	
<u>Current</u>			<u>Actif à court terme</u>
Cash in bank	\$ 4,891	\$ 154	Encaisse
Accounts receivable			Comptes à recevoir
- utilities	5,801	4,711	- services publics
- other	1,474	2,535	- autres
Inventories			Stocks
- fuel and lubricants	4,604	4,026	- combustibles et lubrifiants
- other supplies	1,909	1,658	- autres fournitures
	<u>18,679</u>	<u>13,084</u>	
<u>Property & Equipment</u>			<u>Propriété et équipement</u>
Electric power plants	144,027	101,016	Centrales électriques
Transmission and distribution systems	28,633	27,009	Systèmes de transport et de distribution d'énergie
Other utilities	5,086	3,881	Autres systèmes de service
Staff accommodation	4,085	3,555	Logements du personnel
Warehouses, motor vehicles and general facilities	4,921	5,044	Entrepôts, véhicules, aménagements généraux
	<u>186,752</u>	<u>140,505</u>	
Less: Accumulated depreciation	<u>20,131</u>	<u>17,380</u>	Moins: Amortissement accumulé
	166,621	123,125	
Projects under construction	12,056	36,888	Construction en cours
	<u>178,677</u>	<u>160,013</u>	
<u>Deferred Charges</u>	<u>946</u>	<u>301</u>	<u>Frais Reportés</u>
	\$ 198,302	\$ 173,398	

The accompanying notes are an integral part of the financial statements

Certified Correct:

Contrôleur



Comptroller

Certifié exact:

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD
CANADIEN

BILAN AU 31 MARS 1976

Liabilities

	<u>1977</u>	<u>1976</u>
	(en milliers de dollars)	
<u>Current Liabilities</u>		
Due to Canada	\$ 16,678	\$ 3,164
Accounts payable and accrued liabilities	4,399	5,106
Contractors' holdbacks	1,220	1,304
	<u>22,297</u>	<u>9,574</u>
Loans from Canada (Note 2)	180,535	162,199
	<u>202,832</u>	<u>171,773</u>

Equity of Canada

Deficit (Retained Earnings)	4,530	(1,625)
	<u>4,530</u>	<u>(1,625)</u>
	<u>\$ 198,302</u>	<u>\$ 173,398</u>

Approved on behalf of
the Commission:

Président

Chairman

Passif

Passif à court terme

A payer au Canada
Comptes à payer et
frais courus
Retenues des entrepreneurs

Emprunts auprès du Canada
(note 2)

Avoir du Canada

Déficit (Bénéfices non répartis)

Les notes ci-jointes font partie
intégrante des états financiers

Approuvé au nom de la Commission:

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Statement of Income

For the year ended March 31, 1977

	<u>1977</u>	<u>1976</u>
	(thousands of dollars)	
Income		
Sale of power	\$ 25,490	\$ 18,814
Sale of heat	3,113	2,470
Other	939	1,062
	<hr/>	<hr/>
	29,542	22,346
	<hr/>	<hr/>
Expense		
Operation and maintenance	19,976	16,196
Engineering and general administration, net of amounts charged to capital and recoverable projects of \$2,335, (1976 - \$1,914)	1,891	1,658
Depreciation	2,937	2,201
Amortization of deferred charges	118	57
Transfer of Moose Factory operations (Note 4)	181	-
	<hr/>	<hr/>
	25,103	20,112
	<hr/>	<hr/>
Income before interest on loans	4,439	2,234
Interest on loans from Canada, net of amounts charged to capital of \$3,307, (1976 - \$4,809)	10,594	5,800
	<hr/>	<hr/>
Loss for year	\$ 6,155	\$ 3,566
	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

Etat des revenus et dépenses
Pour l'année terminée le 31 mars 1977

	<u>1977</u>	<u>1976</u>
	(en milliers de dollars)	
Revenus		
Ventes de courant	\$ 25,490	\$ 18,814
Ventes de chaleur	3,113	2,470
Autres	<u>939</u>	<u>1,062</u>
	<u>29,542</u>	<u>22,346</u>
Dépenses		
Exploitation et entretien	19,976	16,196
Administration et services techniques (coût net après sommes portées au compte des immobilisations et des projets recouvrables de \$2,335, (1976 - \$1,914)	1,891	1,658
Amortissement	2,937	2,201
Amortissement des frais reportés	118	57
Transfert des opérations de Moose Factory (Note 4)	<u>181</u>	<u>-</u>
	<u>25,103</u>	<u>20,112</u>
Revenu net avant intérêts sur emprunts	4,439	2,234
Intérêts sur emprunts auprès du Canada (coût net après les sommes portées au compte des immobilisations de \$3,307 (1976 - \$4,809)	<u>10,594</u>	<u>5,800</u>
Perte de l'année	<u>\$ 6,155</u>	<u>\$ 3,566</u>

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Statement of Deficit

for the year ended March 31, 1977

	<u>1977</u>	<u>1976</u>
	(thousands of dollars)	
Balance at beginning of year		
As previously reported	\$ (885)	\$ (4,942)
Add		
Prior periods' adjustments (Note 3)		
Investigation costs reimbursed	(740)	(249)
As restated	(1,625)	(5,191)
Loss for year	6,155	3,566
Balance at end of year	\$ 4,530	\$ (1,625)

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

Etat du déficit
Pour l'année terminée le 31 mars 1977

	<u>1977</u> (en milliers de dollars)	<u>1976</u> (en milliers de dollars)
Solde au début de l'année	\$	\$
Tel que déjà établi	(885)	(4,942)
Ajouter:		
Redressement des années précédentes (Note 3)		
Remboursement des frais de la recherche de site	<u>(740)</u>	<u>(249)</u>
Solde redressé	(1,625)	(5,191)
Perte de l'année	<u>6,155</u>	<u>3,566</u>
Solde à la fin de l'année	<u>\$ 4,530</u>	<u>\$ (1,625)</u>

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Statement of Changes in Financial Position

For the year ended March 31, 1977

	<u>1977</u>	<u>1976</u>
	(thousands of dollars)	
Funds provided		
Canada - Loans for capital expenditures	\$ 21,000	\$ 38,000
- Interest capitalized	3,307	4,809
- Project investigation expenditures	473	959
Proceeds on disposal of fixed assets	<u>177</u>	<u>208</u>
	<u>24,957</u>	<u>43,976</u>
Funds applied		
Operations		
Loss for year	\$ 6,155	\$ 3,566
Items not requiring the outlay of funds		
Depreciation	2,937	2,201
Interest on loans from Canada	1,090	1,398
Transfer of Moose Factory operations	181	-
Amortization of deferred charges	118	57
Capital costs written off	106	87
	<u>4,432</u>	<u>3,743</u>
	1,723	(177)
Additions to fixed assets	22,750	37,094
Repayment of Canada loans	7,060	1,721
Additions to deferred charges	552	649
	<u>32,085</u>	<u>39,287</u>
Increase (decrease) in working capital	(7,128)	4,689
Working capital (deficiency) at beginning of year	<u>3,510</u>	<u>(1,179)</u>
Working capital (deficiency) at end of year	\$ (3,618)	\$ 3,510

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

Etat de l'évolution de la situation financière
Pour l'année terminée le 31 mars 1977

	<u>1977</u>	<u>1976</u>
	(en milliers de dollars)	
Provenance des fonds		
Canada - Emprunts pour immobilisations	\$ 21,000	\$ 38,000
- Intérêts portés au compte des immobilisations	3,307	4,809
- Coûts d'étude des sites de construction	473	959
Produit de l'aliénation d'immobilisations	<u>177</u>	<u>208</u>
	<u>24,957</u>	<u>43,976</u>
Utilisation des fonds		
Exploitation		
Perte de l'année	6,155	3,566
Eléments n'impliquant aucune sortie de fonds		
Amortissement	2,937	2,201
Intérêts sur emprunts du Canada	1,090	1,398
Transfert de l'exploitation à Moose Factory	181	-
Amortissement des frais reportés	118	57
Radiation de dépenses capitalisées	<u>106</u>	<u>87</u>
	<u>4,432</u>	<u>3,743</u>
	1,723	(177)
Acquisition d'immobilisations	22,750	37,094
Remboursement d'emprunts du Canada	7,060	1,721
Augmentation des frais reportés	<u>552</u>	<u>649</u>
	<u>32,085</u>	<u>39,287</u>
Augmentation (diminution) du fonds de roulement	(7,128)	4,689
Fonds de roulement (insuffisance du fonds de roulement) au début de l'année	<u>3,510</u>	<u>(1,179)</u>
Fonds de roulement (insuffisance du fonds de roulement) à la fin de l'année	<u>\$ (3,618)</u>	<u>\$ 3,510</u>

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Notes to Financial Statements for the year ended March 31, 1977

1. Significant accounting policies

Inventories

Inventories of operating and general supplies are valued at the lower of cost and estimated replacement cost.

Property and equipment

Property and equipment, with the exception of those gifted to the Commission by Canada and others which have been recorded at nominal value, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct payments for goods and services, project costs include interest at current rates on funds used during construction; engineering and technical support expense which is charged to capital projects on the basis of time reported at appropriate labour and overhead rates; and a share of general administration expense which is charged to capital projects as a percentage of direct costs.

Repair and maintenance costs are charged to expense when incurred.

Depreciation

Depreciation on fixed assets purchased out of loans from Canada is calculated using the sinking fund method. This has the effect of charging as depreciation an amount equivalent to the principal repayment of the associated loan which itself is amortized using the annuity method, over the estimated economic life of the asset. The Commission charges straight-line depreciation over the estimated economic life on assets purchased from internally generated funds, and on the head office building.

The following are the estimated economic lives of the principal classes of assets:

Hydro-electric plants	30-40 years
Diesel engines and associated equipment	15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20 years
Heating systems	20 years
Transmission and distribution systems	20 years
Office and general equipment	10 years
Motor vehicles	4 years

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

Notes aux états financiers
Pour l'année terminée le 31 mars 1977

1. Conventions comptables importantes

Stocks

Les stocks de fournitures générales et d'exploitation sont évaluées au moindre du prix coûtant et du coût de remplacement estimé.

Propriété et équipement

La propriété et l'équipement, à l'exception des éléments transférés à titre gratuit à la Commission par le Canada et d'autres, et qui ont été rapportés à leur valeur nominale, sont inscrites aux prix coûtant, moins l'amortissement accumulé. Les coûts des acquisitions, des améliorations et des remplacements sont capitalisés. En plus des paiements des biens et des services, les coûts des projets comprennent: l'intérêt, aux taux courants, sur les fonds utilisés au cours de la construction; les dépenses d'ingénierie et d'apport technique qui sont imputées aux immobilisations selon le montant de temps rapporté, aux taux appropriés pour la main-d'oeuvre et les frais généraux; et une partie des dépenses générales d'administration qui sont imputées aux immobilisations à raison d'un pourcentage des frais directs.

Les frais de réparations et d'entretien sont imputés aux dépenses lorsqu'ils sont encourus.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations financées à même les emprunts du Canada est calculé selon la méthode du fonds de remboursement. Ceci a comme effet d'imputer comme amortissement un montant équivalent au remboursement du capital de l'emprunt qui y est relié, lequel emprunt est amorti selon la méthode de l'annuité sur la durée économique prévue des immobilisations. Pour ce qui est des immobilisations financées à même ses propres fonds et des immobilisations du siège social, la Commission calcule l'amortissement selon la méthode de la ligne droite sur la durée économique estimative des immobilisations.

Voici la prévision de durée économique des principales catégories d'immobilisations:

Centrales hydro-électriques	30 à 40 ans
Moteurs diesels et équipement relié	15 ans
Matériel d'entreposage de combustibles	20 ans
Bâtiments	20 ans
Systèmes de chauffage	20 ans
Réseaux de transport et de distribution	20 ans
Matériel divers et de bureau	10 ans
Véhicules à moteur	4 ans

Deferred charges

Deferred charges represent the unamortized costs of relocating the head office from Ottawa to Edmonton, preproduction costs, and computer software, all of which are being written off to expense over a period of five years; together with project site investigation costs, which are to be claimed from Canada if projects are not proceeded with, under the provisions of section 14(3) of the Northern Canada Power Commission Act.

Accumulated amortization to March 31, 1977 amounted to \$217,000.

Insurance

The commission takes out full commercial insurance coverage against identified risk, including assets subject to risk of loss, and third party liability, in accordance with a comprehensive risk management program.

2. Loans from Canada

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest-bearing loans from Canada. Interest at current rates is accrued during the course of construction of a project, and added to the amount borrowed. Upon completion of each project, the total loan including accrued interest is repaid by equal annual instalments of principal and interest over the estimated economic life of the related asset which varies from four to forty years.

At March 31, 1977, these loans carry interest rates ranging from 3.125% to 10.375% and mature, as follows:

	<u>Principal</u>	<u>Interest</u>
	(thousands of dollars)	
1978	3,544	14,076
1979	3,807	13,806
1980	4,089	13,524
1981	4,394	13,219
1982	4,392	12,891
1983 and later	<u>160,309</u>	
	<u>180,535</u>	

During the current year, the average interest rate on loans on completed projects was 6.8%

Frais reportés

Les frais reportés représentent les coûts non-amortis du déménagement du siège social de la Commission, d'Ottawa à Edmonton, les coûts de la pré-exploitation et les coûts de la programmation d'ordinateurs, lesquels sont tous imputés aux comptes des dépenses et amortis sur une période de cinq ans. Les frais reportés représentent aussi les coûts d'étude des sites de construction, lesquels seront réclamés au Canada si les projets ne sont pas réalisés, ceci, selon les dispositions prévues au paragraphe 14 (3) de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien.

L'amortissement accumulé jusqu'au 31 mars 1977 se chiffrait à \$217,000.

Assurance

Dans le cadre d'un programme de gestion globale des risques, la Commission se dote d'une protection complète par une assurance commerciale couvrant les risques identifiés, les immobilisations sujettes aux pertes par la destruction, et la responsabilité envers les tiers.

2. Emprunts auprès du Canada

La Commission reçoit du Canada des fonds pour immobilisations sous forme de prêts portant intérêt. L'intérêt, aux taux courants est accumulé pendant la durée de la construction et ajouté à la somme empruntée. Lorsqu'une construction est terminée, le prêt global comprenant les intérêts accumulés est remboursé en versements annuels égaux de capital et d'intérêt répartis sur la durée économique prévue de l'immobilisation en question, durée qui varie de quatre à quarante ans.

Au 31 mars 1977, ces emprunts portent intérêt à des taux variant de 3.125% à 10.375% et viennent à échéance comme suit:

	<u>Capital</u> (en milliers de dollars)	<u>Intérêt</u>
1978	3,544	14,076
1979	3,807	13,806
1980	4,089	13,524
1981	4,394	13,219
1982	4,392	12,891
1983 et suivantes	<u>160,309</u>	
	<u>180,535</u>	

Au cours de l'année courante, le taux d'intérêt moyen sur les emprunts reliés aux constructions terminées a été de 6.8%.

3. Statement of deficit

Under the provisions of section 14(3) of the Northern Canada Power Commission Act, Canada reimbursed the cost of investigation of various capital projects which were not proceeded with. The retained earnings balance as at March 31, 1976 has been restated to show the prior years' recovery of \$740,000, of which \$249,000 is applicable to the year prior to April 1, 1975.

4. Transfer of Moose Factory operations

On January 1, 1977 the Commission transferred its operations at Moose Factory, Ontario to the Department of National Health and Welfare of the Government of Canada. The Department was given title to the assets and assumed the liabilities related to these operations. Proceeds to the Commission, as a result of this transfer were computed by reference to the net book values of the assets minus net revenues experienced in the years during which the Commission operated these facilities. Net book value of the assets exceeded proceeds to the Commission by \$181,000.

5. Contingent liabilities

Recognition of lawsuits against the Commission at March 31, 1977 has been made in the accounts, in an amount which the Commission considers adequate to provide for any settlement which may arise out of such claims.

6. Fixed asset commitments

Commitments for the completion of capital projects under construction and on contractual obligations for services and equipment to be delivered amount to approximately \$6,000,000 at March 31, 1977.

7. Regulation

As a Federal Crown corporation, the Commission is required to comply with the Anti-Inflation Act and related Regulations, which provide for the restraint of profit margins, prices, dividends and employee compensation. The Commission has complied with the legislation in every respect.

Rates established by the Commission require the approval of Governor in Council. Although not required by law to do so, the Commission also provides full information on proposed rates to the Territorial Public Utilities Boards, and conforms to their rulings where these do not conflict with section 10 of the Northern Canada Power Commission Act.

3. Etat du déficit

Selon les dispositions prévues au paragraphe 14 (3) de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien, le Canada a remboursé les coûts d'étude de divers projets d'immobilisations qui ont été abandonnés. Le solde des bénéfices non répartis au 31 mars 1976 a été redressé pour montrer un recouvrement des années précédentes de \$740,000, dont \$249,000 s'appliquent aux années précédant le 1 avril 1975.

4. Transfert de l'exploitation à Moose Factory

Le 1 janvier 1977, la Commission a transféré son exploitation à Moose Factory (Ontario) au Ministère de la Santé et du Bien-être social du Canada. Le Ministère a reçu les droits de propriété de l'actif relié à cette exploitation mais en a également assumé le passif. Le produit pour la Commission, suite à ce transfert, a été calculé en prenant en considération la valeur aux livres nette de l'actif moins les revenus nets des années au cours desquelles la Commission a exploité ces installations. La valeur aux livres nette de l'actif excède le produit pour la Commission par un montant de \$181,000.

5. Passif éventuel

En établissant les dépenses de l'année, on a pris en ligne de compte les procès engagés contre la Commission au 31 mars 1977, en ajoutant aux dépenses une somme que la Commission considère suffisante pour régler toute réclamation qui pourrait en résulter.

6. Engagements relatifs aux immobilisations

Les engagements concernant la terminaison des travaux d'immobilisations en cours et concernant les services rendus et l'équipement devant être livré, totalisaient environ \$6,000,000 au 31 mars 1977.

7. Règlement

En tant que société fédérale de la Couronne, la Commission doit se soumettre à la Loi anti-inflation et aux règlements qui s'y rapportent, lesquels ont pour objet de limiter les marges bénéficiaires, les prix, des dividendes et la rémunération des employés. La Commission s'est conformée à la loi sur tous les points. Les taux établis par la Commission doivent être approuvés par le gouverneur en Conseil. Bien qu'elle n'y soit pas obligée par la loi, la Commission fournit aux Conseils des Services publics des Territoires toute information concernant les taux proposés et se conforme à leurs décisions lorsqu'elles n'entrent pas en conflit avec le paragraphe 10 de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord Canadien.

8. Supplementary information

- a) Certain 1976 accounts have been reclassified for the purpose of comparison with 1977 accounts.
- b) During 1976-77, the Commission engaged the services of S.N.C. Tottrup Services Ltd. and J. Vogelsang as procurement agents for certain construction materials and paid an aggregate of \$16,571 in remuneration for their services.

8. Information supplémentaire

- a) Certains postes de 1976 ont été reclassifiés afin de pouvoir les comparer aux postes de 1977.
- b) Au cours de l'année 1976-77, la Commission a eu recours aux services de S.N.C. Tottrup Services Ltd. et de J. Vogelsang comme agents d'approvisionnement de certains matériaux de construction et a payé un total de \$16,571 à titre de rémunération pour leurs services.

Revenue from sales in \$ millions



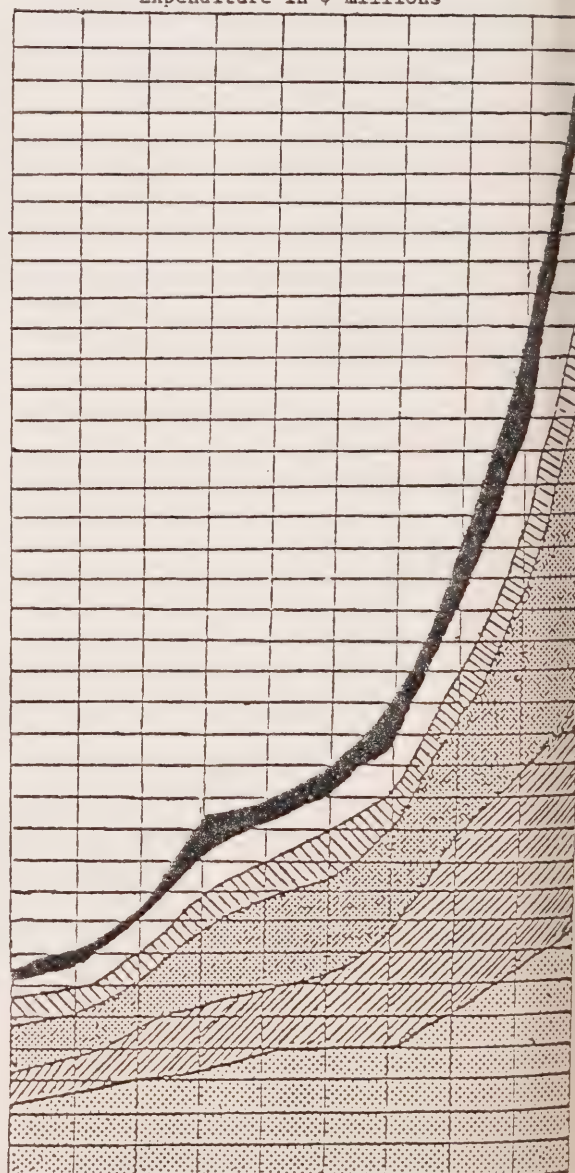
Fiscal year 1968 69 70 71 72 73 74 75 76 77
Année fiscale

Recettes des ventes en millions de dollars

Contract and other		Travaux à forfait et divers
Heat and water		Chauffage et eau
Electricity		Electricité

Materials and others		Matériaux et divers
Maintenance and improvements		Entretien et améliorations
Debt retirements		Remboursement des prêts
Interest on loans		Interêt sur prêts
Fuel and Lubricants		Combustible et lubrifiants
Salaries and wages		Traitements et salaires

Expenditure in \$ millions



Fiscal year 1968 69 70 71 72 73 74 75 76 77
Année fiscale

Dépenses en millions de dollars

Year Ended 31 March	1977	1976	1975	1974	1973	1972	1971	1970	1969	1968	Année terminée 31 mars
GENERAL DATA											
No. of Operations	56	56	52	50	48	35	24	21	19	16	DONNEES GENERALES
No. of Employees	359	368	342	311	314	315	306	290	273	271	
ELECTRIC POWER											
Installed Capacity (kw in thousands)											ENERGIE ELECTRIQUE
Hydro	102	89	57	57	57	57	57	57	46	46	
Thermal	132	123	109	93	78	72	64	32	30	28	Capacité de production (en milliers de kW)
Total	234	212	166	150	135	129	121	89	76	74	
Net Peak Load (kw in thousands)	126	122	112	103	95	83	79	71	60	55	Production (en millions de kWh)
Generation											
(kwh in millions)											CHALEUR ET EAU
Hydro	487	529	439	420	406	405	380	333	279	247	
Thermal	165	157	181	149	104	78	69	50	41	34	Ventes (en millions de kWh)
Purchased	--	--	--	--	--	--	--	--	--	2	
Total	652	686	620	569	510	483	449	383	320	283	FINANCES
Sales											
(kwh in millions)	586	610	562	512	467	430	418	340	289	253	VENTES D'Énergie calorifique (en milliards de BTU)
HEAT AND WATER											
Heat Sales											FINANCES
(BTUs in billions)	394	425	465	428	471	469	403	348	338	356	
Water Sales											FINANCES
(Gals. in millions)	267	258	248	233	229	226	200	195	190	179	
FINANCIAL											
(millions of dollars)											FINANCES
Gross Revenue	29.5	22.4	19.0	15.6	14.1	12.4	11.1	9.7	7.5	6.6	
Operating Expense	22.3	18.0	15.0	10.8	8.9	7.9	8.0	6.0	4.8	4.4	INVESTISSEMENTS BRUTS (en millions de dollars)
Debt Retirement	2.8	2.1	1.5	1.1	1.6	1.3	1.1	.9	.9	.7	
Interest	10.6	5.9	3.7	3.3	2.7	2.8	2.4	1.6	1.4	1.4	FINANCES
Net Income (Loss)	(6.2)	(3.6)	(1.2)	.4	.9	.4	(.4)	1.2	.4	.1	
Contingency	--	--	.4	.4	.6	.5	.2	.6	.2	.1	FINANCES
Surplus (Deficit)	(6.2)	(3.6)	(1.6)	--	.3	(.1)	(.6)	.6	.2	--	
GROSS INVESTMENT	198.7	177.4	141.6	99.1	77.3	69.2	60.8	55.6	50.4	43.0	INVESTISSEMENTS BRUTS (en millions de dollars)
(millions of dollars)											

STATEMENT OF INCOME
BY RATE ZONES FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1977

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES PAR ZONES
TARIFAIRES POUR L'ANNEE TERMINEE LE
31 MARS 1977

(in thousands of dollars)		(en milliers de dollars)	
Income		Recettes	
Sale of power	\$18,508	\$ 182	\$25,490
Sale of heat	2,647	466	3,113
Other	698	103	939
	21,853	751	29,542
Expense		Dépenses	
Operation and Maintenance	17,599	577	19,976
Engineering and general administration (net of amounts charged to capital and recoverable projects)	1,461	30	1,891
Depreciation	1,806	16	2,937
Amortization of deferred charges	111	7	118
Transfer of Moose Factory	--	181	181
	20,977	804	25,103
Net income before interest on loans		Revenu net avant intérêts sur prêts	
	876	(53)	4,439
Interest on loans from Canada (net of amounts charged to capital)	5,228	61	10,594
Loss for year	4,352	114	6,155

ANALYSIS OF ELECTRICITY SALES
Year ended March 31, 1977

ANALYSE DES VENTES D'ELECTRICITE
Année terminée le 31 mars, 1977

	N.W.T. - T.N.-O			Y.T. - T.Y.			OTHER - AUTRES		
	\$ 000	Million KWH Millions de kWh	Average ¢ per KWH Moyen ¢ par kWh	\$ 000	Million KWH Millions de kWh	Average ¢ per KWH Moyen ¢ par kWh	Million KWH Millions de kWh	Average ¢ per KWH Moyen ¢ par kWh	
Wholesale	1,880	64.6	2.91	3,346	144.6	2.32	39	0.4	9.29
Industrial	3,120	146.6	2.13	2,466	92.7	2.66	--	--	Industriel
Residential	6,081	54.5	11.16	398	8.5	4.68	36	0.4	Domestique
Commercial	7,062	60.6	11.65	556	8.8	6.32	105	0.8	Commercial
Street Lighting	164	1.5	10.75	17	0.2	8.36	2	--	Eclairage des rues
Other	201	2.0	10.16	17	0.2	9.79	--	--	Autres
Total	18,508	329.8	5.61	6,800	255.0	2.67	182	1.6	11.27
Capital Investment (\$000)	\$113,499			\$ 79,578					Investissement capital (\$000)
Investment per \$ revenue	\$ 6.13			\$ 11.70					Investissement par \$ revenu
Investment per KWH sold	\$.34			\$.31					Investissement par kWh vendu

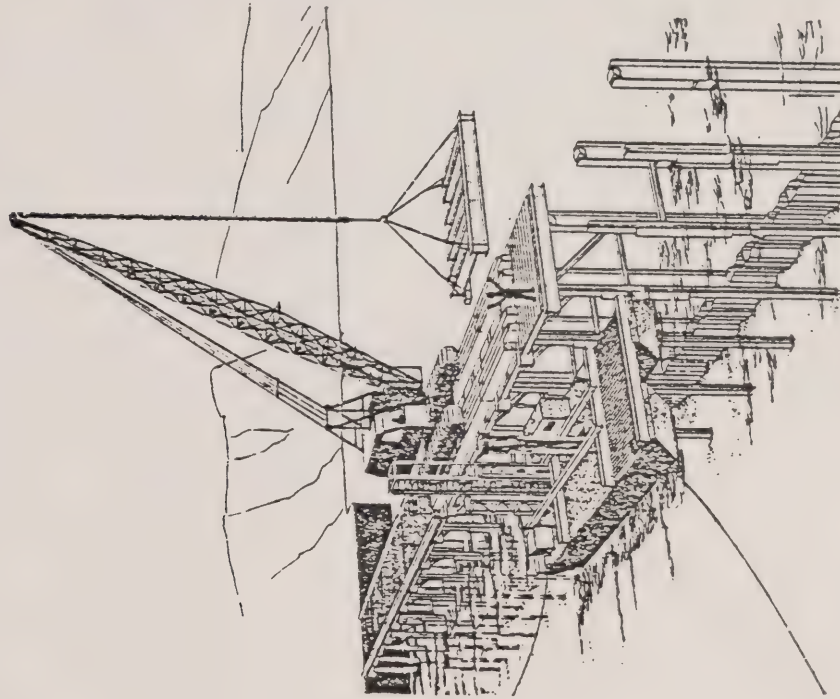
MARSH LAKE DAM RECEIVES AWARD

The first steel cantilever dam to be built in Canada is now in operation 24 kilometres south of Whitehorse, on the Yukon river. It was built in seven months, twice as fast as would have been the case if a conventional concrete structure had been used.

Designed to retain over a million cubic metres of water for the Whitehorse Hydro Electric Power Plant, the dam uses a combination of H-section piles interconnected with Z-sheet piles to form a continuous wall of steel. Alternate H-piles extend above this wall to provide openings for vertical lift gates and to support a prefabricated steel deck. Prefabricated gate guides were positioned between these extended H-piles and held in place with tremmie concrete.

The dam was built on unstable soil, without benefit of cofferdams, and without diverting the river or interfering with its normal flow.

The project received an "Honourable Mention (Civil)" in the Canadian Consulting Engineering Design Awards 1977.



LE BARRAGE DU MARSH LAKE REÇOIT UN PRIX

Le premier barrage-cantilever en acier, construit au Canada, fonctionne maintenant à 24 kilomètres au sud de Whitehorse, sur le fleuve Yukon. Il a été construit en sept mois. La construction d'une structure conventionnelle en béton aurait pris 14 mois.

Conçu pour retenir plus d'un million de mètres cube d'eau pour la centrale hydro-électrique de Whitehorse, ce barrage est formé d'une combinaison de sections de pilotes en forme de H, reliés par des pilotes en forme de feuilles en Z qui créent un mur de fer continu. Chacun des deuxièmes pilotes s'élèvent au dessus de ce mur, laissant une ouverture pour les vannes et pour supporter le pont d'acier préfabriqué. Les guidages préfabriqués des vannes ont été placés entre ces pilotes en forme de H et sont maintenus en place par du béton.

Le barrage a été construit sur un sol instable, sans avoir recours à des caissons, et sans détourner ou déranger le cours normal du fleuve.

Ce projet a obtenu pour son plan le prix de l'année 1977 de la Canadian Consulting Engineering avec la mention "Honorable (Civil)".

Artist's Conception - Courtesy Montreal Engineering Company Limited
Dessin de l'artiste - Courtoisie de Montréal Engineering Company Limited

As part of a cost-reduction
program this report was
printed in-house

Comme partie d'un programme de
réduction de frais, on a imprimé
ce rapport intérieurement

1
56

30th ANNUAL REVIEW

30e REVUE ANNUELLE

REPORTING
CANADA
TO THE
COMMISSION

NCPC

COMMISSION
D'ÉNERGIE
DU NORD
CANADIEN



Canada. Northern Canada Price Commission
Annual Review

30th ANNUAL REVIEW
For the Year Ended
March 31st, 1978

30e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1978

TABLE OF CONTENTS

Business of the Commission	2
Areas Served	3
Commission Members, Executive and Regional Offices	4
Foreword	5
Operations	6 - 13
Report of the Auditor General	14
Financial Statements	15 - 21
Revenue and Expenditures	22
Operating Statistics	23
Statement of Income	24
Analysis of Electricity Sales	25
Map	26

TABLE DES MATIERES

Fonctions et pouvoirs de la Commission	2
Régions desservies	3
Membres, exécutif, bureaux régionaux	4
Avant-Propos	5
Exploitation	6 - 13
Rapport du vérificateur général	14
Etats financiers	15 - 21
Revenus et dépenses	22
Résumé statistique	23
Etat des Revenus	24
Analyse des ventes d'électricité	25
Carte	26

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

The Commission is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories. In addition, it operates community heating, water and sewage systems in several locations.

It is a requirement of the Authorizing Act that operations of the Commission shall be self-sustaining within each rate zone as defined in the Act. Consequently rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest on investment, repayment of principal over a period of years corresponding to the estimated economic life of the related projects, operating, maintenance and administrative expenses, and a contingency reserve sufficient to meet unforeseen or emergency expenditures.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission s'occupe de planification, de construction et de gestion de services publics à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et sous réserve de l'approbation du gouverneur général en conseil, entreprendre ces mêmes travaux ailleurs au Canada.

La Commission est le principal producteur d'électricité au nord du 60ième parallèle: elle exploite les réseaux principaux de ligne de haute tension au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. En plus, elle gère les systèmes communautaires de chauffage, d'eau et d'égout dans plusieurs localités.

Selon la Loi mandant la Commission, il est obligatoire que son exploitation soit financièrement autonome à l'intérieur de chacune des zones tarifaires telles que définies par la Loi. Par conséquent, les tarifs demandés pour les services publics doivent assurer un revenu suffisant pour permettre à la Commission de s'acquitter de l'intérêt sur les placements, de rembourser le capital au cours d'une période d'années qui correspond à la durée prévue d'exploitation des entreprises, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour l'imprévu et en cas d'urgence.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification du vérificateur général du Canada.

AREAS SERVED

REGIONS DESSERVIES

ELECTRICITY

Generation, transmission and/or distribution of electricity at:

Northwest Territories:

Aklavik, Arctic Bay, Arctic Red River, Baker Lake, Broughton Island, Cambridge Bay, Cape Dorset, Chesterfield Inlet, Clyde, Coppermine, Coral Harbour, Detah, Edzo, Eskimo Point, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Frobisher Bay, Gjoa Haven, Grise Fiord, Hall Beach, Holman Island, Igloodik, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre Lake Harbour, Nahanni Butte, Norman Wells, Pangnirtung, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Pond Inlet, Rae, Rankin Inlet, Repulse Bay, Resolute, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Whale Cove, Wrigley, Yellowknife.

Yukon Territory:

Dawson, Elsa, Faro, Johnsons Crossing, Mayo, Whitehorse

British Columbia:

Field

ELECTRICITE

Production, transport, distribution d'énergie électrique:

Territoires du Nord-Ouest:

Territoire du Yukon:

Colombie-Britannique:

CENTRAL HEATING

Generation of heat at:

Northwest Territories

Inuvik, Frobisher Bay

CHAUFFAGE CENTRAL

Production calorifique:

Territoire du Nord-Ouest:

WATER AND SEWERAGE

Northwest Territories:

Inuvik

EAU ET EGOUT

Territoires du Nord-Ouest:

CONTRACT WORK

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories, and the water and sewerage services at Dawson, Y.T. for the Yukon Territorial Government. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

TRAVAUX A FORFAIT

La Commission exploite les usines de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ainsi que les services d'eau et d'égout à Dawson City, T.Y. pour le gouvernement territorial du Yukon. De plus la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, comprenant à l'occasion, des travaux d'aménagement et de construction à divers emplacements, pour des ministères et d'autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Head Office:

7909 - 51 Avenue, Edmonton
P.O. Box 5700, Station L
Edmonton, T6C 4J8

Members of the Commission:

James Smith	— Chairman
A. Digby Hunt	— Member
Peter W. Jenkins	— Member
Joseph F. Parkinson	— Member
Donald M. Stewart	— Member

EXECUTIVE

James Smith	— Chairman
Philip G. Williams	— General Manager
Bruce G. Christie	— Assistant General Manager, Operations
Joseph Long	— Assistant General Manager, Corporate Affairs
David I. McGuinness	— Assistant General Manager, Engineering and Planning Services
Albert Watkiss	— Comptroller (retired December 1977)
Roger A. Phillips	— Comptroller (appointed)

Regional Offices:

Anthony Yewchuk	— Regional Manager Y.T., P.O. Box 4278, Whitehorse, Y.T. Y1A 1H8
John D. Allan	— Regional Manager N.W.T. P.O. Box 1860 Yellowknife, N.W.T. X1A 2P4

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Siège social:

7909, 51^{ème} avenue, Edmonton
C.P. 5700, Station
Edmonton, T6C 4J8

Membres:

James Smith	— président
A. Digby Hunt	— membre
Peter W. Jenkins	— membre
Joseph F. Parkinson	— membre
Donald N. Stewart	— membre

EXECUTIF:

James Smith	— président
Philip G. Williams	— directeur général
Bruce G. Christie	— directeur général adjoint, exploitation
Joseph Long	— directeur général adjoint, affaires sociales
David I. McGuinness	— directeur général adjoint, services d'ingénieur et de planification
Albert Watkiss	— contrôleur (retiré en décembre 1977)
Roger A. Phillips	— contrôleur (nommé)

Bureaux Régionaux:

Anthony Yewchuk	— directeur régional Yukon, C.P. 4278, Whitehorse, T.Y. Y1A 1H8
John D. Allan	— directeur régional T.N.-O. C.P. 1860, Yellowknife T.N.-O X1A 2P4

FOREWORD

The fiscal year ending March 31, 1978 proved to be one of significant improvement in the financial operation of the Commission. The operating position improved to show a net income of \$377,000. This compares to a loss of \$6.2 Million in 1977 and losses of \$3.6 Million and \$1.2 Million in the immediately previous financial years. Improvement was possible as a result of significant short-term cost cutting measures implemented within the organization, resulting in lower than previously estimated expenditures, while maintaining forecast revenue throughout the year.

Major factors contributing to the reduction in expenditures were a decrease in full-time Head Office staff, a reduction in Regional Office operating staff in Yellowknife and Whitehorse, considerable decrease in use of casual help and previous reductions in capital expenditures. Internal controls were considerably strengthened with resultant improved systems of cost control and monitoring. Improved statistical information was obtained from many of the northern plants, resulting in more accurate load trends and forecasts and more efficient utilization of plant, equipment and service.

Capital expenditures throughout the year were considerably reduced from that of the previous three years and this trend is expected to continue for the next three years, based upon present load growth predictions.

The decision not to proceed with the MacKenzie Valley Pipeline has resulted in a significant reduction in forecast sales in a number of communities in the Northwest Territories. It is anticipated that the load growth slowdown in the Northwest Territories will be partially offset in the next several years by an accelerated growth pattern in the Yukon Territory should the gas pipeline be constructed along the Alaska Highway as proposed by Foothills Pipelines (Yukon) Limited.

Negotiations have continued with the Federal Government to restructure various financial aspects of the Commission, and these negotiations will continue during 1978/79.

All service obligations to NCPC customers were maintained during the year with an acceptable degree of reliability and, in spite of necessary budgetary restrictions, it is anticipated that this level of service can be maintained in future years at an economic cost.

AVANT-PROPOS

L'année budgétaire terminée le 31 mars 1978 souligne une amélioration significative de la situation financière de la Commission. La croissance de l'exploitation indique un revenu net de \$377,000, ceci comparé à une perte de \$6.2 millions en 1977 et des pertes de \$3.6 millions et \$1.2 millions pour les années budgétaires précédentes. Cette amélioration se réalisa grâce à des réductions significatives à court terme des dépenses mises en vigueur au sein de la société. Il en résulta une diminution des dépenses prévues tout en réalisant le revenu escompté.

Les éléments principaux contribuant à la réduction des dépenses furent une diminution du personnel à plein temps au bureau central, du personnel gérant à Yellowknife et à Whitehorse ainsi que de celui de la main-d'oeuvre temporaire, et une réduction des dépenses principales. On exigea aussi un plus grand contrôle intérieur, et la conséquence en fut une amélioration dans le système de répartition des coûts et du contrôle. Il y eut aussi une amélioration dans la remise des statistiques de la part des usines du nord, ce qui permit de prévoir plus exactement les besoins en énergie électrique et une utilisation plus efficace des usines, de l'équipement et des services.

Les dépenses principales durant l'année furent considérablement réduites en comparaison de celles des trois années précédentes, et l'on espère que cette orientation se poursuivra durant les trois prochaines années selon les prévisions de la croissance des besoins énergétiques basées sur la situation actuelle.

La décision de ne pas construire le pipeline de la vallée du MacKenzie eut une influence significative sur la réduction des prévisions de ventes dans plusieurs communautés des Territoires du Nord-Ouest. On prévoit que le ralentissement de la croissance des besoins dans les Territoires du Nord-Ouest sera compensé, en partie, durant les prochaines années par une accélération de celle du Territoire du Yukon, à condition que le gazoduc proposé par Foothills Pipelines (Yukon) Ltd. soit construit.

Les négociations avec le gouvernement fédéral se poursuivent afin de restructurer divers éléments financiers de la Commission, et ces négociations doivent continuer en 1978/79.

Durant l'année, la Commission d'Énergie du Nord Canadien respecta fidèlement ses obligations envers sa clientèle malgré les limitations budgétaires. On prévoit que ce niveau de service, à coûts rentables, sera maintenu dans l'avenir.

Improved plant utilization in a number of thermal plants has been achieved by increased parallel operation of units and improved engineering and operational techniques. Further economies are anticipated in this area in the future.

The sale of residual heat from thermal plants is proving to be an acceptable alternative to conventional heating arrangements in the Northwest Territories, providing economic benefits to the Commission and the user, as well as contributing to energy conservation of non-renewable resources.

The development of modular units and modular concepts has progressed to the stage where the necessity for additional capacity at individual plants can be limited through the provision of standby units at central locations which can be readily transported to the remote sites by air.

Reservoir levels improved in the Snare/Yellowknife hydro system over the previous year's all time low and although normal full supply level was not reached, only minimal additional diesel generation was necessary to meet the year's hydro generation requirements.

OPERATIONS

PRODUCTION SYSTEM

During the past year, the Commission provided retail electric utility service to 49 communities in the Northwest Territories and 5 communities in the Yukon Territory, as well as in Field, B.C. In addition, the Commission supplied wholesale electrical energy to the local distributors in Yellowknife, Northwest Territories and Whitehorse, Haines Junction, Ross River, Carmacks and Keno City, Yukon Territory.

The Commission also supplied retail central heat, water and sewerage utility service in Inuvik during the past year, as well as wholesale central heat service to the Northwest Territorial Government, who act as the local distributor in Frobisher Bay.

Commission generating capacity increased by 2,000 KW during the year. Increases included the purchase of a 2,500 KW gas turbine for use throughout the system. Upgradings were carried out with the installation of 1,500 KW at Fort Smith, Fort Norman (200 KW) and at Hall Beach (300 KW). Removals and transfers within the system to meet changing load levels resulted in 2,500 KW being taken out of service. An order was placed for three 2,500 KW diesel generating units to be installed at Pine Point, Northwest Territories, to meet the expanding mining requirements of Pine Point Mines Ltd.

L'amélioration de l'utilisation de certaines usines thermiques fut réalisée en augmentant la fonction parallèle des blocs et en revisant les méthodes techniques et mécaniques. On prévoit des économies dans ces domaines pour le futur.

La vente du surplus de chaleur que produit les engins thermiques se révèle être une alternative intéressante aux méthodes traditionnelles de chauffage dans les Territoires du Nord-Ouest. Les bénéfices sont avantageux pour la Commission et le consommateur, et il se réalise une conservation d'énergie des ressources épuisables.

Le développement de blocs et de concepts modulaires a évolué au point qu'il est possible d'augmenter la capacité d'une usine en l'approvisionnant de blocs en réserve facilement transportables par avion d'un entrepôt central à des usines isolées.

Les niveaux des réservoirs du système hydro Snare/Yellowknife ont montés par rapport au niveau le plus bas atteint l'an dernier. Même si le niveau désirable à une pleine production ne fut pas atteint, il fut, néanmoins suffisant pour ne nécessiter qu'un appui minimum des génératrices diesels afin de réaliser la production d'énergie requise.

L'EXPLOITATION

LES SYSTEMES DE PRODUCTIONS

Durant l'année passée, la Commission fut la source d'énergie électrique pour 49 communautés dans les Territoires du Nord-Ouest, pour 5 communautés dans le Territoire du Yukon et pour Field, C.B. De plus, elle assura, en gros, l'approvisionnement des distributeurs locaux d'énergie électrique à Yellowknife, Territoires du Nord-Ouest et Whitehorse, Haines Junction, Ross River, Carmacks et Keno City, Territoire du Yukon.

Cette même année, la Commission fournit aussi, au détail, les services de chauffage central, d'eau et d'égouts à Inuvik ainsi qu'un service de chauffage central, en gros, pour le Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, qui en fit la distribution locale à Frobisher Bay.

La capacité génératrice de la Commission augmenta de 2,000 KW durant l'année, ce qui comprend l'acquisition d'une turbine à gaz de 2,500 KW qu'utilise le système entier. Certaines améliorations se réalisèrent grâce à l'acquisition d'un engin de 1,500 KW pour Fort Smith, un de 200 KW pour Fort Norman et un de 300 KW pour Hall Beach. Certains engins furent enlevés et d'autres transférés dans le système afin de répondre aux changements des besoins, éliminant 2,500 KW du service. On fit une commande de trois blocs générateurs diesels de

Power transformer capacity was increased during the year with the installation of a 25 MVA transformer at Yellowknife. A 3.5 MVA transformer was also ordered for installation at Fort Smith and a 24/33/42 MVA transformer was ordered for installation at Whitehorse, both in the 1978/79 fiscal year.

Fuel storage capacity was added at Igloolik, Northwest Territories (105,000 gallons) and Repulse Bay (40,000 gallons) to provide for increasing annual resupply requirements.

A waste heat recovery system was installed at Cambridge Bay in 1977/78, bringing a second such facility into operation in the Northwest Territories, permitting greater overall efficiency in the Commission's operations, as well as facilitating energy conservation and an overall reduction in operating costs.

A computer-assisted supervisory data acquisition system was installed for remote control of the Aishihik hydro plant and the Takhini switching station from the Whitehorse hydro plant control center. A similar system for remote control of the Snare hydro plants and substations from the Yellowknife control center is scheduled to be commissioned early in the 1978/79 fiscal year. The latter system uses a combination of several UHF radio links and power line carrier to provide the data and voice channels. In addition to the electronic data handling equipment, a complete telecommunications network has been installed on the Snare system which provides for mobile truck to truck communications at three coverage areas - Yellowknife, Fort Rae and the Snare plants. The new system is designed to permit an employee at any plant, control center, substation or mobile equipped vehicle to communicate with any other employee at any one of these locations.

Water reservoir levels on the Snare/Yellowknife hydro system during the first three months of the fiscal year were at an unprecedented low level necessitating diesel-electric generation to make up for the shortage of hydro. Maximum usage of all available hydro generation was possible through careful and concerted monitoring through the fall of 1977. By that time, the annual summer run-off increased storage levels to within two feet of full supply level, thereby permitting reduced diesel generation throughout the remainder of the year.

2,500 KW chacun qui furent installés à Pine Point, Territoires du Nord-Ouest, afin de répondre aux besoins de l'exploitation minière de Pine Point Mines Ltd.

Durant l'année la capacité des transformateurs de puissance fut augmentée par l'installation d'un transformateur de 25 MVA à Yellowknife. Un autre de 3.5 MVA fut commandé pour Fort Smith et un de 24/33/42 MVA pour Whitehorse. Les démarches et l'installation des deux se réaliseront durant l'année budgétaire de 1978/79.

On augmenta la capacité des réservoirs de combustible par 105,000 gallons à Igloolik, Territoires du Nord-Ouest et par 40,000 gallons à Repulse Bay afin de répondre aux besoins annuels croissants.

En 1977/78 on installa, à Cambridge Bay un système permettant la conservation de chaleur perdue. Ce fut le deuxième système semblable dans les Territoires du Nord-Ouest. Ils rendent possible une plus grande efficacité dans la production de la Commission, ainsi que de faciliter la conservation de l'énergie et la réduction du coût de l'exploitation.

Un système d'acquisition de données de contrôle, secondé par un ordinateur, fut installé afin de permettre la télécommande de l'usine d'Aishihik et du poste de couplage de Takhini à partir de la centrale de contrôle à Whitehorse. Un système semblable de télécommande pour l'usine de Snare et pour certaines sous-centrales est prévu à partir de la centrale de Yellowknife, au courant de l'année budgétaire de 1978/79. Ce dernier système est muni de plusieurs mailles UHF (radio) et de la téléphonie sur ligne d'énergie par courants porteurs afin de fournir des bandes pour la voix et pour les données. On installa aussi un système électronique pour le traitement des données et dans le système de Snare, un réseau mobile permettant la télécommunication entre camions des trois secteurs des usines de Yellowknife, Fort Rae et Snare. Par ce nouveau système, il est possible pour un employé dans une usine, une centrale de contrôle, une sous-centrale ou dans une voiture à radio mobile, de communiquer avec l'un ou l'autre de ces locaux.

Les niveaux des réservoirs sur le système hydro-électrique Snare/Yellowknife fut des plus bas durant les trois premiers mois de l'année budgétaire. La situation imposa la mise en marche d'un système générateur diesel-électrique afin de combler le déficit de la production hydro. L'utilisation maximale de toutes les génératrices-hydros fut possible grâce à une surveillance continue et attentive durant l'automne de 1977. A ce moment-là, les cours d'eau élevèrent le niveau des réservoirs à deux pieds du niveau maximal, permettant ainsi une réduction de la génération diesel durant les autres mois de l'année.

Unusually low reservoir levels were also experienced on the Mayo hydro system during the year, necessitating a mandatory reduction in secondary (interruptible) energy supply to United Keno Hill Mines Limited.

With the constraints imposed by water licenses with respect to both storage levels permitted for flow regulation and mandatory downstream releases, water management, including the prevention of unnecessary spillage, continued to be of paramount importance. Close monitoring of the use and discharge of water in all hydro reservoirs permitted the Commission to maintain each hydro operation within approved water license requirements.

Overall system generation growth totalled 83,000,000 KWH or 13% over the previous fiscal year. Electrical sales in the Yukon Territory increased 62,000,000 KWH or 24% over the previous period, mainly as a result of increased industrial consumption following resumption of full mining production which was not experienced in the previous year due to several lengthy strikes. In the Northwest Territories, electrical sales increased by 23,000,000 KWH or 7% over the previous year total. The total peak load on all operations during the year was 131,000 KW, which compared with a peak load of 126,000 KW in 1976/77.

TRANSMISSION AND DISTRIBUTION SYSTEM

Major distribution extensions were constructed at Coppermine, Fort McPherson, Clyde River, Rankin Inlet and Eskimo Point to link airport facilities with the community distribution systems.

Line extensions were constructed at Rae Lakes, Rae/Edzo and Fort Simpson to service new water pumping systems in these communities. Renovations to the MacKenzie Highway in the Pine Point area necessitated relocation of an 8 mile section of the 34.5 KV transmission line supplying Fort Resolution.

Two miles of distribution lines were constructed at Tuktoyaktuk to service a Government of Northwest Territories fuel storage site, as well as facilities operated by Arctic Navigation Ltd. Other fuel storage sites at Eskimo Point, Sachs Harbour, Repulse Bay, Fort McPherson, Coppermine, Fort Good Hope, Snowdrift, Rankin Inlet, and Baker Lake were serviced with power during the year.

Normalement, durant l'année, le niveau minimum de l'eau se manifeste dans le système hydro de Mayo, ce qui oblige une réduction (interruption) de la source secondaire d'énergie électrique approvisionnant United Keno Hill Mines Ltd.

Les licences hydrographiques imposent des limitations en ce qui concerne le niveau dans les réservoirs contrôlant l'écoulement et la circulation de l'eau en aval. De ce fait, le contrôle des eaux, y compris la prévention de débordement inutile, sera toujours d'une importance primordiale. Par un réglage minutieux de l'utilisation et du débordement de l'eau, la Commission a pu gérer son exploitation hydrographique tout en respectant les exigences des licences hydrographiques.

Dans son ensemble, la croissance du système générateur se chiffre à 83,000,000 KWH ou 13% de plus que la production de l'année budgétaire précédente. Dans le réseau du Territoire du Yukon, la croissance des ventes d'énergie électrique se chiffra à 62,000,000 ou 24%. Cette augmentation est due à la reprise d'une pleine production minière qui fut ralentie, l'année précédente, par une série de grèves prolongées. Dans les Territoires du Nord-Ouest, les ventes d'énergie électrique augmentèrent de 23,000,000 KWH ou 7% sur celles de l'année précédente. Au total, la charge de pointe de tous les systèmes pour l'année fut de 131,000 KW, qui se compare à une charge de pointe de 126,000 KW en 1976/77.

LE SYSTEME DE TRANSMISSION ET DE DISTRIBUTION

Des extensions majeures au système de distribution furent construites à Coppermine, Fort McPherson, Clyde River, Rankin Inlet et Eskimo Point afin d'accoupler les services des aéroports aux services distributeurs des communautés.

Des extensions aux lignes furent construites à Rae Lakes, Rae/Edzo et Fort Simpson afin de desservir les nouvelles pompes à eau de ces centres. Certaines rénovations à la grande route MacKenzie dans la région de Pine Point ont nécessité le déplacement d'une section de 8 milles d'une ligne de transmission de 34.5 KV approvisionnant Fort Resolution.

Deux milles de lignes distributrices furent construites à Tuktoyaktuk afin d'approvisionner l'installation des réservoirs de combustible appartenant au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ainsi que les installations de Arctic Navigation Ltd. D'autres réservoirs de combustible à Eskimo Point, Sachs Harbour, Repulse Bay, Fort McPherson, Coppermine, Fort Good Hope, Snowdrift, Rankin Inlet et Baker Lake furent approvisionnés d'énergie électrique durant l'année.

New housing construction necessitated the provision of numerous line extensions in the majority of communities serviced by the Commission in both Territories. A major upgrading of the distribution system servicing the Town of Mayo was undertaken during the year.

The 69 KV transmission line between Inuvik and Tuktoyaktuk, N.W.T. required extensive repairs and upgrading due to continuing icing problems being experienced in the area. At the same time, the Tuktoyaktuk distribution system was upgraded by installation of isolating switches throughout the system.

PROTECTION SYSTEMS

The majority of Commission operations are independent systems, isolated by geographical location, and therefore cannot be provided with the usual backup of transmission interties with other supply sources so common to the grid systems in the Provinces. To ensure a cost effective protection system, the concept of modular units has been developed and implemented. The modular design includes a number of special characteristics necessitated by Northern operation. The present airlift load limit for the majority of Northern communities is 20 tons. The units must, therefore, be mobile, compact, light weight, easily transferable from site to site, and readily accommodated by aircraft.

Modular units are designed to be self-contained and control their own internal environment at a temperature suited to the safe working limits of the machinery. They are designed for quick installation at site in extreme weather conditions and darkness, with a minimum of tools and by staff wearing protective clothing for protection from freezing temperatures.

The design provides for safe operation under climatic conditions of drifting snow and blizzards as well as warm summer weather and Arctic dust.

Each module contains its own fire protection system and the environment is thermostatically controlled in each compartment to best suit the equipment housed. In the case of the control module, temperature and ventilation are controlled to provide suitable conditions for operating personnel.

As the units may be located near residential areas, sound level emissions are given special consideration.

In system protection, close liaison is maintained with many regulatory bodies including the Dominion Fire Commission, Labour Canada and Environment Canada.

Dans les deux territoires, la construction de nouveaux logements nécessita que l'on prévoit des extensions à plusieurs lignes dans la majorité des centres desservis par la Commission. Durant l'année, le système de distribution de la ville de Mayo subit une rénovation majeure.

Une ligne de transmission de 69 KV entre Inuvik et Tuktoyaktuk, T.N.-O, sujette aux problèmes qu'imposent les glaces dans cette région, fut réparée et améliorée. En même temps, le système distributeur de Tuktoyaktuk fut amélioré par l'installation d'interrupteurs de sectionnement d'un bout à l'autre du système.

LES SYSTEMES DE PROTECTION

La majorité des installations de la Commission sont des systèmes indépendants, isolés par leur situation géographique. Elles ne sont donc pas branchées aux réseaux de réserve comme le sont les villes dans les provinces. Afin de réaliser un système de protection rentable, on a évolué dans la direction du concept d'installations modulaires conçu en fonction des exigences du grand Nord. A l'heure actuelle, la capacité maximale du transport aérien entre les communautés du Nord est de 20 tonnes. Les engins doivent alors être mobiles, compacts, légers, facile à transporter d'une place à l'autre, et de dimensions acceptables pour l'avion.

Les engins modulaires sont auto-suffisants et ils auto-règlent leur environnement interne à une température respectant les limites de sécurité de l'engin. Ils sont aussi conçus pour l'installation rapide dans des conditions atmosphériques les plus défavorables, à la noirceur, avec un minimum d'outils et par un personnel vêtu contre les températures les plus rigoureuses.

Ils sont conçus pour fonctionner dans des conditions de poudreries et de tempêtes arctiques les plus extrêmes ainsi que durant l'été et à l'occasion des vents poussiéreux.

Chaque engin modulaire est muni d'un système de protection contre les incendies, et l'environnement de chaque compartiment est réglé, selon sa fonction, par un thermostat. La température de la centrale de contrôle est réglée en fonction du confort requis pour le personnel travaillant.

Etant donné que les engins sont parfois situés près de quartiers résidentiels, les émissions sonores sont soigneusement réglées.

Pour la protection du système, une liaison étroite existe entre certains agents régulateurs, y compris la Commission Canadienne d'Incendie, la Main-d'Oeuvre canadienne et Environnement Canada.

RESIDUAL HEAT SYSTEMS

The Commission operates 56 plants in which diesel engines are the prime sources of power production. The most efficient engines in the system consume diesel fuel at 39% thermal efficiency, with the average overall thermal efficiency being approximately 30%. The remaining energy is lost in the form of heat through radiation and exhaust.

In the interest of energy conservation, improved efficiency and overall reduction of operating cost, the Commission has been examining operating methods which could reduce fuel consumption as well as utilizing available residual heat. Combined with operating the units at optimum loading, considerable emphasis has been placed on the recovery and sale of the residual heat available to potential customers in the general vicinity of the diesel plants. A possible application is the use of exhaust gases to produce vegetable crops in greenhouses in Arctic Regions. This idea has been discussed with the Horticulture Department of the University of Saskatchewan.

STAFFING

During the year, major changes in organizational structure were necessary to reduce operating cost resulting in a permanent staff reduction. This was accomplished with minimum effect on the operations through the deletion of vacant positions and the layoff of 21 employees. The average number of full-time employees during the year was 306. Casual staffing was significantly reduced when compared with the previous year.

At year-end, staff totalled 310 with 26 operators on contract at smaller plants. Including the contract employees, Northern operations totalled 220 people of which more than 50 were original native people.

TRAINING

During the year, the Commission initiated a major long-term training program for its employees in co-operation with the Department of Manpower. Emphasis in the initial year of the program was placed on developing and implementing training programs for plant and system operators, first line supervisors, and the Commission's apprenticeship program.

LES SYSTEMES DE CHALEUR RESIDUELLE

La Commission exploite 56 usines dont les engins diesels sont la source première pour la production d'énergie électrique. Le plus efficace de ces engins dans le système consomme le carburant diesel à un tour d'efficacité thermique de 39%, ce qui donne une moyenne globale d'efficacité thermique d'environ 30%. Le reste de l'énergie est perdu sous forme de chaleur en radiation et en émission.

Afin de conserver l'énergie, d'augmenter l'efficacité et de réduire le coût d'exploitation visant à réduire la consommation de carburant aussi bien qu'à l'utilisation de la chaleur résiduelle. Tout en exploitant le rendement maximal des engins, on se penche à la récupération et à la vente de la chaleur résiduelle aux clients potentiels qui se trouvent dans le voisinage des usines à diesel. On étudie la possibilité de passer les émissions de chaleur dans des serres où l'on cultiverait des légumes dans les régions de l'Arctique. Cette idée fut discutée avec le département de l'horticulture, Université de la Saskatchewan.

LE PERSONNEL

Durant l'année, nous avons été obligé de réduire le nombre du personnel en permanence parce que les mesures d'économie proposées en exploitation nécessitèrent des changements dans la structure de l'organisation. Sans trop bouleverser le roulement des affaires, nous avons réalisé cet objectif en annulant les postes libres et en mettant à pied 21 travailleurs. Pour l'année, la moyenne du personnel en permanence fut de 306. La main-d'oeuvre d'occasion connue une baisse significative en relation avec l'année précédente.

A la fin de l'année, le personnel se chiffrait à 310 et 26 opérateurs sous contrat dans certaines petites usines. Y compris ces derniers, les exploitations du Nord comptaient un personnel de 220, parmi lesquels se trouvaient 50 personnes indigènes.

L'APPRENTISSAGE

Durant l'année, en collaboration avec le département de la main d'oeuvre, la Commission débuta un programme d'apprentissage à longue échéance. La première année du programme met l'emphasis sur le développement et la réalisation des programmes d'apprentissage pour les opérateurs des usines et du système, pour les surveillants, et sur le programme d'apprentissage de la Commission.

SAFETY

Continuing emphasis was placed during the year on the promotion of safety in all areas of operation. A Superintendent's Safety Manual was compiled to supplement the Commission's Standard Protection Code manual which has been in effect for a number of years.

LABOUR CONTRACTS

A wage reopener of 8.43% (effective March 21, 1977) was successfully negotiated for the Commission's non-supervisory operational category bargaining unit during the year.

AWARDS AND RETIREMENTS

A long service award function was held in Whitehorse to honor employees who had attained significant years of service in 1978.

Retirements from service at various Commission locations were: Charles Neyando, Fort McPherson Operations, André Jérôme, Inuvik Operations, Charlie Quelch, Purchasing Department and Albert Watkiss, Comptroller and Chief Financial Officer of the Commission for six years.

FUTURE PLANNING

Future planning in the North was seriously affected during the past year by the decision to use the Alaska Highway route for the proposed northern gas pipeline instead of the MacKenzie Valley route. This change is expected to result in a reduction in demand in the MacKenzie Valley of the Northwest Territories and a projected increase in demand in the Yukon Territory.

An indication that hydro power will be considered for powering the gas compressor stations in the Yukon is of major significance, as the demand in this case alone would require an increase of more than 300% in present generating capacity in the Yukon.

A request was submitted to the Federal Government to advance funds to the Commission for the purpose of carrying out investigations of potential hydro electric development sites. No funds had been received at year-end.

Funds were also requested to commence studies to evaluate the economics of connection to southern transmission systems which would allow the import/export of power to and from the North. The development of such interconnections is considered of prime importance for the eventual utilization of some of the potential hydro power in the North. The initial benefit of such interconnection would allow the importation of electrical energy into the North to provide for an industrial development base. Creation

LA SECURITE

Durant toute l'année la publicité insiste sur la sécurité dans tous les secteurs de l'exploitation. On publia un manuel de sécurité pour les surintendants à titre de supplément au manuel *"The Commission's Standard Protection Code"* qui est en règle depuis plusieurs années.

LES ENTENTES COLLECTIVES

Durant l'année, nous avons réussi à négocier une augmentation de 8.43% (en vigueur le 21 mars 1977) avec l'unité de négociation représentant la catégorie des non-surveillants de l'exploitation.

DISTINCTIONS ET RETRAITES

C'est à Whitehorse que nous avons célébré les personnes qui se sont dévouées depuis plusieurs années au sein de la société.

On annonça la retraite des personnes suivantes: Charles Neyando, usine de Fort McPherson, André Jérôme, usine d'Inuvik, Charlie Quelch, département d'achat, et Albert Watkiss, contrôleur et agent financier en chef de la Commission depuis six ans.

LA PLANIFICATION FUTURE

La décision de poser le gazoduc le long de la grande route Alaska plutôt que dans la vallée du MacKenzie a sérieusement changé l'orientation des plans pour le futur. Par ce changement, nous prévoyons une diminution des services dans la vallée du MacKenzie, Territoires du Nord-Ouest, et une augmentation dans le Territoire du Yukon.

Il est probable que les postes compresseurs à gaz soient du genre électrique. Ceci est significatif car cette situation exigerait une augmentation au-delà de 300% de la part des services générateurs du Yukon.

La Commission présenta une demande auprès du gouvernement fédéral lui demandant des fonds afin d'étudier le potentiel des emplacements pour des usines hydro-électriques. Ces fonds n'ont pas été reçus à la fin de l'année.

Nous avons aussi demandé des fonds afin de commencer des études au sujet de la rentabilité d'un piquage entre notre système et les systèmes de transmission du Sud, ce qui rendrait possible une situation d'importation/exportation d'énergie électrique entre le Nord et le Sud. Un tel piquage serait avantageux à l'utilisation du potentiel hydro-électrique du Nord. Le premier bénéfice serait dans le domaine de l'exploitation industrielle qui exigerait, au début, une importation d'énergie électrique. Par la création d'un besoin industriel, il serait ensuite possible d'envisager la construction d'usines

of industrial demand would then provide for the building of power plants of economic scale.

The hydro power in the North could then be used to meet the increasing energy requirements of Southern Canada.

FINANCIAL RESULTS

Total revenues increased by \$8.3 Million to \$37.9 Million, while total expenses increased by \$1.8 Million to \$37.5 Million. The \$377,000 excess of revenue over expenses is a positive turnabout from the \$6.2 Million loss recorded in the previous financial year.

Heat sales increased by \$121,000 to \$3.2 Million, while volume decreased by 8 Billion BTU's. The revenue increase reflects rate adjustments implemented at Inuvik and at Frobisher Bay, N.W.T.

Other income reflects revenue as a result of the operation of facilities on contract for others, joint-use rentals for attachments to Commission pole lines and miscellaneous income.

All rate adjustments were applied within anti-inflation guidelines and tabled for review by the Public Utility Boards of both Territories for recommendations and comments.

Of the total revenue for the fiscal year, \$10.2 Million was collected in the Yukon Territory and \$27.7 Million in the Northwest Territories.

A breakdown of electrical revenue by customer classification for the year is as follows: 13.8% Government domestic and commercial; 8.1% non-government commercial and domestic; 44.0% industrial; 34.1% wholesale. Total electrical consumption was 671,000,000 KWH, while total electrical generation amounted to 735,000,000 KWH.

EXPENSES

Excluding debt servicing charges, expenses decreased \$1.8 Million or 7.4% below the previous fiscal year. Significant elements of the change are represented by an \$821,000 increase in engineering and administration costs, and a \$5.2 Million decrease in operation and maintenance costs.

The increase in engineering and general administration results from a change in emphasis between operational and capital programs. A portion of fixed costs previously applied in support of major capital expenditure programs was not applicable during the past year due to

électriques, car la base économique serait présente.

Par la suite, l'énergie électrique provenant du Nord, serait disponible aux besoins croissants du Canada sud.

LES RESULTATS FINANCIERS

Le total des revenus augmenta de \$8.3 millions pour se chiffrer à \$37.9 millions, tandis que les dépenses augmentèrent de \$1.8 million à \$37.5 millions. Le surplus de \$377,000 est un changement positif en comparaison des pertes de \$6.2 millions de l'année budgétaire précédente.

Les ventes de chaleur augmentèrent de \$121,000 pour se chiffrer à \$3.2 millions, tandis que le volume diminua de 8 milliards BTU. L'augmentation des revenus se rattache aux ajustements des tarifs à Inuvik et à Frobisher Bay, T.N.-O.

Les autres sources de revenu sont des ententes contractuelles de services pour d'autres sociétés, les frais de location pour l'usage conjoint les poteaux de la Commission et des revenus divers.

Les tarifs furent ajustés selon les directives anti-inflation, présentés et examinés par la Commission des services publics des deux Territoires qui en firent une évaluation et des recommandations.

Du total des revenus pour l'année budgétaire, \$10.2 millions provenaient du Territoire du Yukon et \$27.7 millions des Territoires du Nord-Ouest.

Le bilan des revenus "électriques" selon la classification de la clientèle est: 13.8% gouvernement, domestique et commercial; 8.1% non-gouvernement, commercial et domestique; 44.0% industriel; 43.1% au gros. La consommation fut de 671,000,000 KWH, et la production totale fut de 735,000,000 KWH.

LES DEPENSES

A l'exclusion du service de la dette, les dépenses ont diminué de \$1.8 million ou 7.4% en comparaison avec l'année précédente. Deux des éléments significatifs dans ce changement sont une augmentation de \$821,000 dans les coûts techniques et administratifs et une réduction de \$5.2 millions dans les coûts d'exploitation et d'entretien.

L'augmentation des coûts techniques et administratifs provient d'un changement d'orientation entre les programmes d'exploitation et d'investissements. Une proportion des coûts fixes identifiés aux programmes d'investissements ne fut pas touchée durant l'année passée parce que le programme d'expansion capitale fut ralenti. Ce ralentissement donna suite à une réduction des dépenses associées et il se pro-

the reduced capital expansion program. The reduction in the capital program resulted in major reductions of direct support costs, with corresponding work force adjustments.

Engineering and general administration costs directed to the operating statement reflect both additional support related to operations research equipment design, development and better methods, as well as economic cost increases in business expenses.

The \$14.3 Million loan interest expense is an increase of 35% over 1977, and represents 38% of the total expenditure for the year. Interest expense and depreciation charges combined increased \$4.5 Million or 33% over the prior year's level and represent the major cost increases during the period.

CAPITAL PROGRAM

Capital expenditures on new plant and equipment were maintained at minimum levels. After giving consideration to assets taken out of service during the year and cancelled projects, property and equipment increased by \$1.1 Million and projects under construction decreased by \$6.9 Million. Capital assets increased by \$4.1 Million and at year end totalled \$203 Million.

duisit des ajustements correspondants chez le personnel ouvrier.

Les coûts techniques et administratifs adjoints au rapport d'exploitation, sont une réflexion de l'appui supplémentaire apporté à la recherche en exploitation, à la conception de l'équipement, au développement et à de meilleures méthodes ainsi qu'à l'augmentation des dépenses commerciales.

Les \$14.3 millions en intérêt sur l'emprunt représentent une augmentation de 35% sur l'année 1977 et représentent 38% du total des dépenses. Le coût global des intérêts et de la dépréciation a augmenté de \$4.5 millions ou 33% en comparaison des coûts de l'an passé et représente la plus grande augmentation pour cette période.

LE PROGRAMME CAPITAL

Le coût capital pour la nouvelle usine et l'équipement resta à un niveau minime. Si l'on regarde l'actif retiré de service et les projets annulés on voit que la valeur du terrain et de l'équipement a augmenté de \$1.1 million et que la valeur des projets en voie de construction a diminué de \$6.9 millions. L'actif immobilisé a augmenté de \$4.1 millions, et à la fin de l'année le total en était de \$203 millions.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

Ottawa, Ontario K1A 0G6

July 19, 1978

The Honourable J.H. Faulkner, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development,
Ottawa, Ontario

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1978 and the statements of operations, deficit and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements give a true and fair view of the financial position of the Commission as at March 31, 1978 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Commission, the financial statements are in agreement therewith and, except for the failure to obtain an Order-in-Council prior to implementing new rate schedules as described in Note 11 to the financial statements, the transactions that have come under my notice have been within its statutory powers.

VERIFICATEUR GENERAL DU CANADA

Ottawa, le 19 juillet 1978

L'honorable J.H. Faulkner, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et
du Nord canadien
Ottawa, Ontario

J'ai vérifié le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1978 ainsi que l'état de l'exploitation, l'état du déficit et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'année terminée à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent un aperçu juste et fidèle de la situation financière de la Commission au 31 mars 1978 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'année terminée à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'année précédente.

De plus, je déclare que la Commission, à mon avis, a tenu des livres de comptabilité appropriés, que les états financiers sont conformes à ces derniers, et, à l'exception d'omettre d'obtenir un décret du conseil avant de mettre en vigueur les nouvelles listes de taux comme il est décrit à la Note 11 aux états financiers, que les opérations dont j'ai eu connaissance ont été effectuées dans le cadre de ses pouvoirs statutaires.

Auditor General of Canada

Le Vérificateur général du Canada

**STATEMENT OF OPERATIONS
FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1978**

**ETAT DE L'EXPLOITATION
POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1978**

	<u>1978</u>	<u>1977</u>	
	(thousands of dollars) (en milliers de dollars)		
Income			Revenus
Sale of power	\$ 33,914	\$ 25,490	Ventes de courant
Sale of heat	3,234	3,113	Ventes de chaleur
Other	737	939	Autres
	37,885	29,542	
Expense			Dépenses
Operations and maintenance	14,776	19,976	Exploitation et entretien
Engineering and general administration (Note 5)	2,712	1,891	Administration générale et services techniques (Note 5)
Depreciation	3,807	2,937	Amortissement
Cancelled projects (Note 6)	1,861	-	Projets annulés (Note 6)
Amortization of deferred charges	102	118	Amortissement des frais reportés
Transfer of Moose Factory operations	-	181	Transfert des opérations de Moose Factory
	23,258	25,103	
Net income before interest expense	14,627	4,439	Revenu net avant frais d'intérêt
Interest expense, net (Note 7)	14,250	10,594	Frais d'intérêt, nets (Note 7)
Net income (loss) for the year	\$ 377	\$ (6,155)	Revenu net (perte) de l'année

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

BALANCE SHEET AS AT MARCH 31, 1978

ASSETS	1978 (thousands of dollars) (en milliers de dollars)	1977	ACTIF
Current			A court terme
Cash in bank	\$ 680	\$ 4,891	Encaisse
Accounts receivable - utilities	5,558	5,801	Comptes à recevoir - services publics
- other	1,381	2,004	- autres
Inventories, at cost			Stocks, au prix coûtant
- fuel and lubricants	5,095	4,604	- combustibles et lubrifiants
- other supplies	2,060	1,909	- autres fournitures
	14,774	19,209	
Property and equipment			Propriété et équipement
Electric power plants	149,915	142,085	Centrales électriques
Transmission and distribution systems	32,292	29,687	Systèmes de transport et de transmission d'énergie
Other utilities	5,126	5,086	Autres systèmes de service
Staff accommodation	3,989	3,953	Logements du personnel
Warehouses, motor vehicles and general facilities	6,518	5,997	Entrepôts, véhicules, aménagements généraux
	197,840	186,808	
Less accumulated depreciation	23,062	20,167	Moins: amortissement accumulé
	174,778	166,641	
Projects under construction	5,115	12,056	Construction en cours
	179,893	178,697	
Deferred charges	81	382	Frais reportés
	\$ 194,748	\$ 198,289	

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Certified correct:

Certifié exact:

Contrôleur:

 Comptroller:

LIABILITIES

1978

1977

(thousands of dollars)

(en milliers de dollars)

BILAN AU 31 MARS 1978

PASSIF

Current

Due to Canada (Note 3)
Accounts payable and accrued liabilities
Contractors' holdbacks

\$ 9,192
2,916
1,054

\$ 16,678
4,399
1,206

A court terme

A payer au Canada (Note 3)
Comptes à payer et frais courus
Retenues des entrepreneurs
Portion des emprunts auprès du
Canada échéant au cours de la
prochaine année

Current portion of loans from Canada

4,117

3,544

17,279

25,827

Loans from Canada (Note 4)

181,622

176,991

Emprunts auprès du Canada (Note 4)

198,901

202,818

DEFICIT OF CANADA

Deficit

4,153

4,530

Déficit

\$ 194,748

\$ 198,288

DEFICIT DU CANADA

Les notes ci-jointes font partie
intégrante des états financiers.

Approved on behalf of the Commission:

Président:



Chairman

Approuvé au nom de la Commission:

**STATEMENT OF DEFICIT
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1978**

**ETAT DU DEFICIT
POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1978**

	<u>1978</u>	<u>1977</u>	
	(thousands of dollars)		
	(en milliers de dollars)		
Balance at beginning of the year	\$ 4,530	\$ (1,625)	Solde au début de l'année
Deduct net income (loss) for the year	<u>377</u>	<u>(6,155)</u>	Déduire le revenu net (perte) de l'année
Balance at end of the year	<u>\$ 4,153</u>	<u>\$ 4,530</u>	Solde à la fin de l'année

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

**STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL
POSITION FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1978**

**ETAT DE L'EVOLUTION DE LA SITUATION
FINANCIERE POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1978**

	<u>1978</u>	<u>1977</u>	
	(thousands of dollars)		
	(en milliers de dollars)		
Funds provided			Provenance des fonds
Operations			Exploitation
Net income for the year	\$ 377	\$ -	Revenu net de l'année
Items not requiring an outlay of funds			Eléments n'impliquant aucune sortie de fonds
Depreciation	3,807	2,937	Amortissement
Property and equipment written off	1,664	106	Radiation de propriété et d'équipement
Deferred charges written off	221	-	Radiation des frais reportés
Amortization of deferred charges	102	118	Amortissement des frais reportés
Interest on loans from Canada	-	1,090	Intérêt sur emprunts auprès du Canada
Transfer of Moose Factory operations	-	181	Transfert des opérations de Moose Factory
	<u>6,171</u>	<u>4,432</u>	
Canada - loans for capital expenditure	8,300	21,000	Canada - emprunts pour immobilisations
- interest added to loan balances	788	3,307	- intérêts ajoutés aux soldes des emprunts
- project investigation expenditures	153	1,003	- coûts d'étude des sites de construction
Proceeds on disposals of property and equipment	<u>1,883</u>	<u>177</u>	Produit de l'aliénation de propriété et d'équipement
	<u>17,295</u>	<u>29,919</u>	
Funds applied			Utilisation des fonds
Net loss for the year	-	6,155	Perte de l'année
Additions to property and equipment	8,703	22,770	Acquisition de propriété et d'équipement
Repayment of loans from Canada	4,457	8,007	Remboursement d'emprunts auprès du Canada
Additions to deferred charges	<u>22</u>	<u>518</u>	Augmentation des frais reportés
	<u>13,182</u>	<u>37,450</u>	
Increase (decrease) in working capital	4,113	(7,531)	Augmentation (diminution) du fonds de roulement
Working capital (deficiency) at beginning of the year	\$ (6,618)	913	Fonds de roulement (insuffisance du fonds de roulement) au début de l'année
Working capital (deficiency) at end of the year	<u>\$ (2,505)</u>	<u>\$ (6,618)</u>	Fonds de roulement (insuffisance du fonds de roulement) à la fin de l'année
The accompanying notes are an integral part of the financial statements.			Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
MARCH 31, 1978**

1. Authority and Objective of the Commission

Northern Canada Power Commission, a Schedule C Crown corporation, was established by the Northwest Territories Power Commission Act of 1948 and presently operates under the Northern Canada Power Commission Act as last amended in 1975.

The objective of the Commission is to provide utility services north of the 60th parallel where such services might not otherwise be available at reasonable economic rates.

2 Significant accounting policies

Property and equipment

Property and equipment, with the exception of those gifted to the Commission by Canada and others which have been recorded at nominal value, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct payments for goods and services, project costs include interest at current rates on funds used to finance construction during the construction period and a share of engineering and general administration which is directly attributable to the capital projects.

Gains or losses on disposal of property and equipment resulting from exceptional circumstances such as the disposal of assets which have not entered the production cycle, are written off against operations in the year the losses are recognized. Gains or losses on the disposal of assets which have entered the production cycle are charged against accumulated depreciation.

Depreciation

Depreciation on property and equipment, financed by loans from Canada, is calculated as an amount equivalent to the principal portion of the repayment of the associated loan which is being repaid by the annuity method over the estimated economic life of the asset. The Commission charges straight-line depreciation over the estimated economic life on the assets purchased from internally generated funds and on the head office building.

The following are the estimated economic lives of the principal classes of assets:

Hydroelectric plants	30-40 years
Diesel engines and associated equipment	15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20 years
Heating systems	20 years
Transmission and distribution systems	20 years
Office and general equipment	10 years
Motor vehicles	4 years

Deferred charges

Deferred charges represent the unamortized costs of relocating the head office from Ottawa to Edmonton and the unamortized costs related to the transfer of the Resolute Bay plant to the Commission. In each case, the remaining costs will be fully written off in the next financial year.

**NOTES AUX ETATS FINANCIERS
DU 31 MARS 1978**

1. Autorisation et objectif de la Commission

La Commission d'énergie du Nord canadien, société figurant à la liste C, a été établie par la *Northwest Territories Power Commission Act* de 1948 et fonctionne actuellement en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien modifiée pour la dernière fois en 1975.

La Commission a pour objectif de fournir des services publics au nord du 60^e parallèle où ces services pourraient autrement ne pas être offerts à des taux raisonnables.

2. Conventions comptables importantes

Propriété et équipement

La propriété et l'équipement, à l'exception des éléments transférés à titre gratuit à la Commission par le Canada et d'autres, et qui ont été comptabilisés à une valeur nominale, sont rapportés au prix coûtant moins l'amortissement accumulé. Les coûts des acquisitions, des améliorations et des remplacements sont capitalisés. En plus des paiements des biens et des services, les coûts des projets comprennent l'intérêt, aux taux courants, sur les fonds utilisés pour financer les projets de construction au cours de la construction et une partie des dépenses au titre des services techniques et de l'administration générale qui sont directement afférentes aux immobilisations.

Les gains réalisés ou les pertes subies lors de l'aliénation de la propriété et de l'équipement suite à des circonstances exceptionnelles, par exemple l'aliénation de biens qui ne sont pas entrés dans le cycle de production, sont déduits des opérations de l'année au cours de laquelle les pertes sont reconnues. Les gains réalisés ou les pertes subies lors de l'aliénation de biens qui ne sont pas entrés dans le cycle de production sont imputés à l'amortissement accumulé.

Amortissement

L'amortissement de la propriété et de l'équipement, financés au moyen d'emprunts auprès du Canada, est calculé comme un montant équivalent au remboursement du capital de l'emprunt qui y est relié et qui est remboursé selon la méthode de l'amortissement à intérêt composé sur la durée économique prévue de bien. Pour ce qui est des immobilisations financées au moyen de ses propres fonds et des immobilisations du siège social, la Commission calcule l'amortissement selon la méthode linéaire sur la durée économique prévue des immobilisations.

Voici la prévision de durée économique des principales catégories d'immobilisations:

Centrales hydro-électriques	30 à 40 ans
Moteurs diesel et équipement relié	15 ans
Matériel d'entreposage de combustibles	20 ans
Bâtiments	20 ans
Systèmes de chauffage	20 ans
Réseaux de transmission et de distribution	20 ans
Matériel divers et de bureau	10 ans
Véhicules à moteur	4 ans

3. Due to Canada

This item represents principal and interest installments on loans from Canada which fell due to March 31, 1977 and which remain unpaid.

4. Loans from Canada

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest-bearing loans from Canada. Interest at current rates is accrued during the course of construction of a project and added to the amount borrowed. Upon completion of each project, the total loan including accrued interest is repaid by equal annual installments of principal and interest over the estimated economic life of the related asset which varies from four to forty years.

At March 31, 1978, these loans carried interest rates ranging from 3.125% to 10.375% and mature as follows:

	Principal	Interest
	(thousands of dollars)	
1979	\$ 4,117	\$ 15,256
1980	4,427	14,945
1981	4,763	14,610
1982	4,795	14,248
1983	4,971	13,880
1984 to 2008	162,616	
	185,689	
Deduct current portion	4,117	
	181,572	
Advance: project investigation	50	
	\$ 181,622	

At March 31, 1978, the weighted average interest rate applicable to loans on completed projects was 8.3%.

5. Engineering and general administration

Engineering and general administration is net of amounts charged to capital and recoverable projects. Allocations to capital and recoverable projects in 1978 totalled \$996,000 and in 1977 amounted to \$2,335,000. The decreased allocation to capital and recoverable projects in 1978 is a direct result of the reduced capital program.

6. Cancelled projects

During the year the Commission charged to current operations the preliminary construction costs of the cancelled Snare Cascades Hydro Project of \$1,209,000, development costs of \$265,000 and recognized losses of \$387,000 on assets not put into production.

7. Interest expense

Interest expense is net of amounts charged to capital projects and interest earned from short-term investments. Capitalized interest charges were \$1,128,000 in 1978 and \$3,307,000 in 1977. Interest earned on short-term investments in 1978 amounted to \$420,000 and \$112,000 in 1977.

Frais reportés

Les frais reportés représentent les coûts non amortis du déménagement du siège social de la Commission, d'Ottawa à Edmonton, et les coûts non amortis concernant le transfert de l'usine de Resolute Bay à la Commission. Dans chaque cas, les coûts restants seront entièrement amortis au cours de la prochaine année financière.

3. A payer au Canada

Ce poste représente les versements du capital et d'intérêt sur des emprunts auprès du Canada qui sont échus le 31 mars 1977 et qui restent impayés.

4. Emprunts auprès du Canada

La Commission reçoit du Canada des fonds pour immobilisations sous forme de prêts portant intérêt. L'intérêt, aux taux courants, est accumulé pendant la durée de la construction et ajouté à la somme empruntée. Lorsque chaque construction est terminée, le prêt global comprenant les intérêts accumulés est remboursé en versements annuels égaux de capital et d'intérêt répartis sur la durée économique prévue de l'immobilisation en question, durée qui varie de quatre à quarante ans.

Au 31 mars 1978, ces emprunts portent intérêt à des taux variant de 3.125% à 10.375%, et viennent à échéance comme suit:

	Capital	Intérêt
	(en milliers de dollars)	
1979	\$ 4,117	\$ 15,256
1980	4,427	14,945
1981	4,763	14,610
1982	4,795	14,248
1983	4,971	13,880
1984 à 2008	162,616	
	185,689	
Portion échéant au cours de la prochaine année	4,117	
	181,572	
Avance, étude des sites de construction	50	
	\$ 181,622	

Au 31 mars 1978, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts reliés aux constructions terminées a été de 8.3%.

5. Administration générale et services techniques

Les frais d'administration générale et des services techniques sont diminués des sommes imputées aux projets d'immobilisations et aux projets recouvrables. Les montants accordés aux projets d'immobilisations et aux projets recouvrables en 1978 ont atteint \$996,000; ils avaient atteint \$2,335,000 en 1977. La diminution du montant accordé aux projets d'immobilisations et aux projets recouvrables en 1978 découle directement du programme d'immobilisations réduit.

6. Projets annulés

Au cours de l'année, la Commission a imputé aux opérations courantes les coûts de construction pré-alables du projet hydro-électrique Snare Cascades qui a été annulé, d'un montant de \$1,209,000, des coûts de développement de \$265,000 et des pertes reconnues de \$387,000 au titre de biens qui ne sont pas entrés dans la production.

7. Frais d'intérêt

Les frais d'intérêt sont diminués des sommes imputées aux projets d'immobilisations et de l'intérêt provenant de placements à court terme. Les frais d'intérêt

8. Contingent liabilities

Recognition of lawsuits against the Commission at March 31, 1978 has been made in the accounts in an amount which the Commission considers adequate to provide for any settlement which may arise out of such claims.

9. Commitments

Commitments for the completion of capital projects under construction and contractual obligations for services and equipment to be delivered were approximately \$3,900,000 at March 31, 1978.

10. Insurance

The Commission purchases catastrophe insurance on specified assets as protection against major losses up to \$6,500,000. Business liability insurance coverage is maintained in an amount considered necessary to provide adequate protection to the Commission. Other coverage in effect includes fleet, aircraft, airstrip, boiler and comprehensive general liability insurance. Special coverage for major projects under construction is purchased by the commission or by its contractors if required by the Commission.

11. Rate regulations

Regulations pursuant to Section 10 of the Northern Canada Power Commission Act, for the purpose of establishing public utility rates, require the approval of the Governor-in-Council and, according to the Statutory Instruments Act, shall not come into force until the date registered with the Clerk of the Privy Council.

An Order-in-Council authorizing certain rate increases applied in April 1977 was, inadvertently, not obtained until September 22, 1977 and registered with the Clerk of the Privy Council until September 26, 1977.

12. Disclosure of agents

During 1977-78, H.K. Hartley Ltd. was engaged to act as a procurement agent on behalf of the Commission. The aggregate of all remuneration paid to this agent was \$5,304.

13. Comparative figures

Comparative figures have been restated to conform to the current year's presentation. Within property and equipment, assets have been reclassified to accurately reflect costs associated with each category. Investigation costs which are recoverable from Canada and were included in deferred costs in the prior year have been restated as accounts receivable.

14. Anti-Inflation Act

The Commission has been designated as a Level 1 supplier and is required to comply with the Anti-Inflation Act and related regulations, which provides for the restraint of profit margins, dividends and employee compensation. The Commission has complied with the legislation in every respect.

capitalisés ont été de \$1,128,000 en 1978 et de \$3,307,000 en 1977. L'intérêt provenant de placements à court terme en 1978 était de \$420,000; il était de \$112,000 en 1977.

8. Passif éventuel

En établissant les dépenses de l'année, on a pris en ligne de compte les procès engagés contre la Commission au 31 mars 1978, en ajoutant aux dépenses une somme que la Commission considère suffisante pour régler toute réclamation qui pourrait en résulter.

9. Engagements

Les engagements concernant l'achèvement des travaux d'immobilisations en cours et concernant les services rendus et l'équipement devant être livré, se chiffraient à environ \$3,900,000 au 31 mars 1978.

10. Assurance

La Commission achète une assurance de catastrophe à l'égard de biens spécifiés en guise de protection contre des pertes importantes allant jusqu'à \$6,500,000. Il existe une assurance de responsabilité commerciale d'un montant jugé nécessaire pour protéger convenablement la Commission. La flotte, les aéronefs, la piste d'atterrissage et la chaudière sont protégés et il existe une assurance de responsabilité générale tout risques. La Commission ou les entrepreneurs, si la Commission les oblige à le faire, achètent une assurance spéciale visant les travaux principaux en cours.

11. Règlements régissant les taux

Selon les règlements qui existent en vertu de l'article 10 de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien, aux fins d'établir des taux pour les services publics, il faut obtenir l'approbation du gouverneur en conseil et, conformément à la Loi sur les textes réglementaires, ces règlements n'entreront pas en vigueur avant la date inscrite par le greffier du Conseil privé.

Un décret du conseil autorisant certaines augmentations de taux appliquées en avril 1977 n'a pas été obtenu avant le 22 septembre 1977 et inscrit auprès du greffier du Conseil privé avant le 26 septembre 1977.

12. Agent

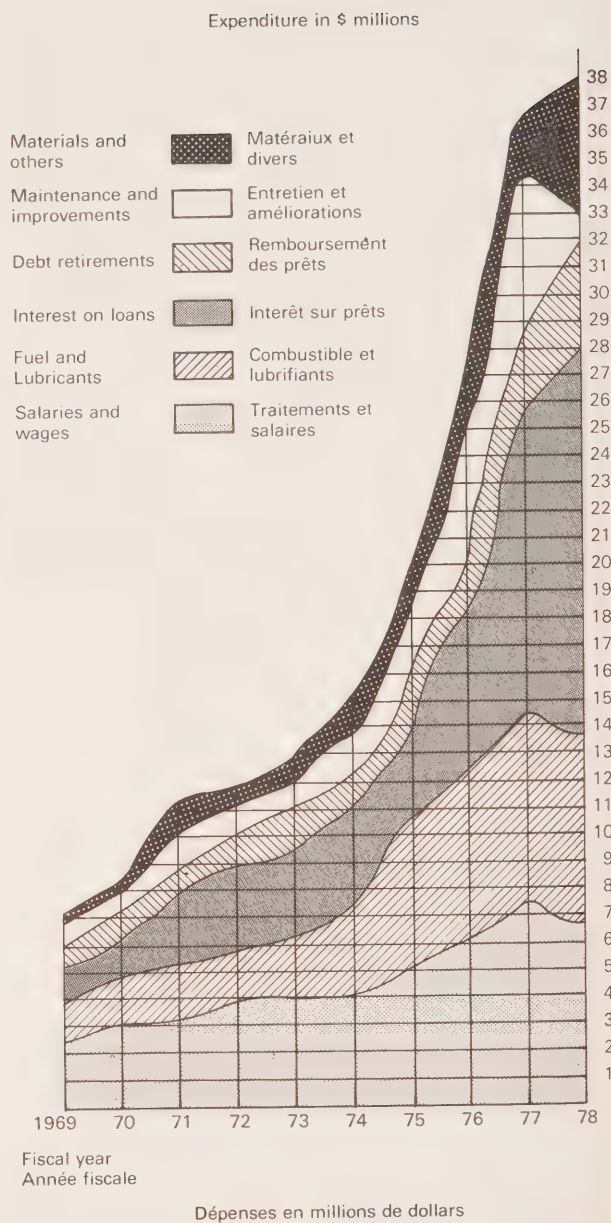
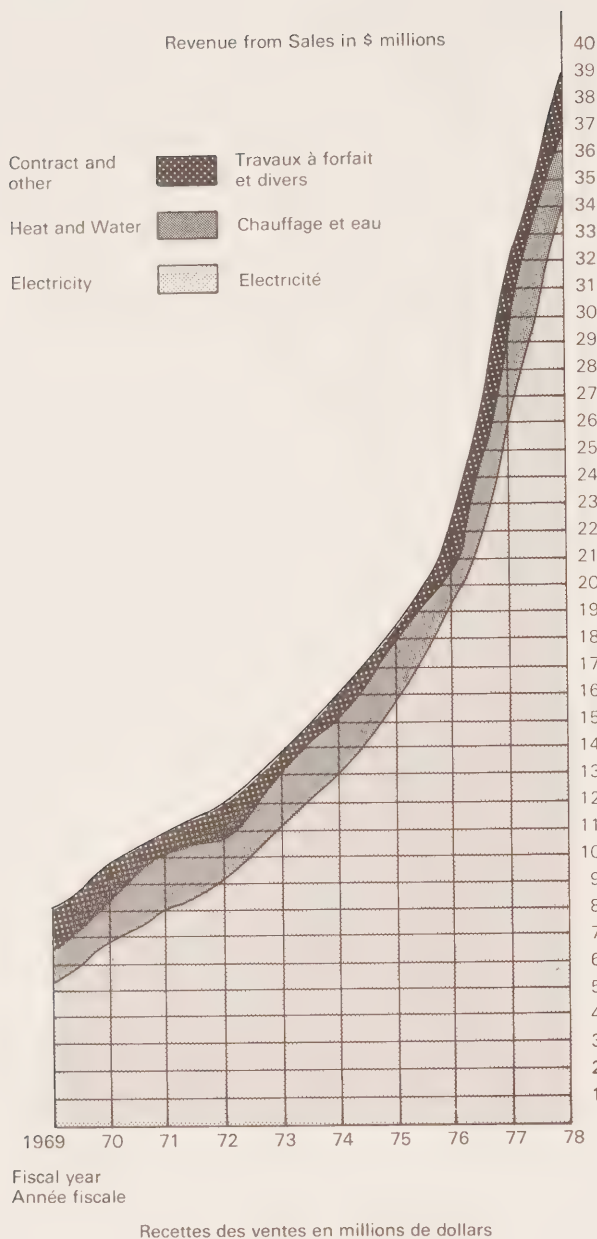
Au cours de l'année 1977-1978, on a eu recours aux services de H.K. Hartley Ltd. pour agir en tant qu'agent d'approvisionnement au nom de la Commission. On a payé un total de \$5,304 à titre de rémunération pour ses services.

13. Chiffres comparatifs

Les chiffres comparatifs ont été redressés afin qu'ils soient conformes à la présentation de l'année courante. Pour ce qui est de la propriété et de l'équipement, les biens ont été reclassifiés de façon à refléter exactement les coûts reliés à chacune des catégories. Les coûts d'enquête, qui sont à recouvrer du Canada et qui ont été inclus dans les frais reportés de l'année précédente, ont été redressés et figurent comme comptes à recevoir.

14. Loi anti-inflation

La Commission a été désignée fournisseur de niveau 1 et est tenue de se conformer à la Loi anti-inflation et aux règlements connexes ayant pour objet de limiter les marges bénéficiaires, les dividendes et les rémunérations. La Commission s'est conformée à la loi sous tous les rapports.



OPERATING STATISTICS

Year Ended 31 March

1978 1977 1976 1975 1974 1973 1972 1971 1970 1969

GENERAL DATA

No. of Operations
No. of Employees

56 56 56 52 50 48 35 24 21 19
310 359 368 342 311 314 315 306 290 273

ELECTRIC POWER

Installed Capacity
(kw in thousands)
Hydro
Thermal

102 102 89 57 57 57 57 57 57 46
134 132 123 109 93 78 72 64 32 30
236 234 212 166 150 135 129 121 89 76

Total

NET PEAK LOAD
(kw in thousands)
Generation

131 126 122 112 103 95 83 79 71 60

(kwh in millions)
Hydro
Thermal

590 487 529 439 420 406 405 380 333 279
145 165 157 181 149 104 78 69 50 41
735 652 686 620 569 510 483 449 383 320

Total

Sales
(kwh in millions)
HEAT AND WATER

671 586 610 562 512 467 430 418 340 289

Heat Sales
(BTUs in billions)
Water Sales

386 394 425 465 428 471 469 403 348 338
187 267 258 248 233 229 226 200 195 190

(Gals. in millions)

FINANCIAL

(millions of dollars)

Gross Revenue

Operating Expense

Debt Retirement

Interest

Net Income (Loss)

Contingency

Surplus (Deficit)

37.9 29.5 22.4 19.0 15.6 14.1 12.4 11.1 9.7 7.5
19.4 22.3 18.0 15.0 10.8 8.9 7.9 8.0 6.0 4.8
3.8 2.8 2.1 1.5 1.1 1.6 1.3 1.1 .9 .9
14.3 10.6 5.9 3.7 3.3 2.7 2.8 2.4 1.6 1.4
.4 (6.2) (3.6) (1.2) .4 .9 .4 (4) 1.2 .4
- - - .4 .6 .5 .2 .6 .2
.4 (6.2) (3.6) (1.6) - .3 (1) (.6) .2

GROSS INVESTMENT

(millions of dollars)

202.9 198.7 177.4 141.6 99.1 77.3 69.2 60.8 55.6 50.4

RESUME STATISTIQUE

Année terminée 31 mars

DONNEES GENERALES

Nombre de centrales en
exploitation

19 273

ENERGIE ELECTRIQUE

Capacité de production
(en milliers de kW)
Hydraulique
Thermique

46 30 76

Total

CHARGE DE POINTE NETTE
(en milliers de kW)
Production

60

(en milliers de kW)
Hydraulique
Thermique

279 41 320

Total

Ventes
(en millions de kWh)

289

CHALEUR ET EAU

Ventes d'énergie calorifique
(en milliards de BTU)
Ventes d'eau

338 190

(en millions de gallons)

FINANCES

(en millions de dollars)

Revenu brut

Dépenses d'exploitation

Remboursement de capital

Intérêt

Revenu net (Perte nette)

Réserve pour imprévus

Surplus (Déficit)

7.5 4.8 .9 1.4 .4 .2 .2

INVESTISSEMENTS BRUTS

(en millions de dollars)

50.4

STATEMENT OF INCOME
BY RATE ZONE FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1978

(in thousands of dollars)

Income				
Sale of power	\$23,793	\$ 9,969	\$ 152	\$33,914
Sale of heat	3,234	-	-	3,234
Other	581	155	1	737
	<u>27,608</u>	<u>10,124</u>	<u>153</u>	<u>37,885</u>
Expense				
Operation and Maintenance	13,172	1,498	106	14,776
Engineering and general administration	1,927	769	16	2,712
Depreciation	2,533	1,265	9	3,807
Amortization of deferred charges	90	12	-	102
Asset disposal and project cancellations	1,706	152	3	1,861
	<u>19,428</u>	<u>3,696</u>	<u>134</u>	<u>23,258</u>
Net income before interest expense	8,180	6,428	19	14,627
Interest expense	8,461	5,778	11	14,250
Net income (loss) for the year	<u>(281)</u>	<u>650</u>	<u>8</u>	<u>377</u>

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES PAR
ZONES TARIFAIRES POUR L'ANNEE
TERMINEE LE 31 MARS 1977

(en milliers de dollars)

Recettes				
Ventes d'électricité				
Ventes de chaleur				
Divers				
Dépenses				
Frais d'exploitation et d'entretien				
Administration et services techniques				
Amortissements				
Amortissement des frais reportés				
Revenu net avant dépenses d'intérêts				
dépenses d'intérêts				
Revenu net (perte nette) de l'année				

ANALYSIS OF ELECTRICITY SALES
Year Ended March 31, 1978

ANALYSE DES VENTES D'ELECTRICITE
Année terminée le 31 mars, 1978

	N.W.T. - T.N.-O.			Y.T. - T.Y.			OTHER - AUTRES		
	Million KWH	Average ¢ per KWH		Million KWH	Average ¢ per KWH		Million KWH	Average ¢ per KWH	
	\$ 000		\$ 000	Millions de kWh	Moyen ¢ par kWh	\$ 000	Millions de kWh	Moyen ¢ par kWh	
Wholesale	2,920	4.22	4,575	159.1	2.88	-	-	-	En gros
Industrial	4,148	2.63	4,239	137.2	3.09	-	-	-	Industriel
Residential	7,700	12.81	435	9.4	4.60	36	.4	9.42	Domestique
Commercial	8,739	13.50	703	10.6	6.64	114	.7	16.31	Commercial
Street Lighting	184	11.00	17	.2	8.38	2	-	9.79	Eclairage des rues
Other	102	-	-	-	-	-	-	-	Autres
Total	23,793	6.74	9,969	316.5	3.15	152	1.1	13.77	Total

Capital Investment (\$000)

Investment per \$ revenue
Investment per KWH sold

\$115,670

\$ 4.86

\$.33

\$ 81,903

\$ 8.21

\$.26

\$ 256

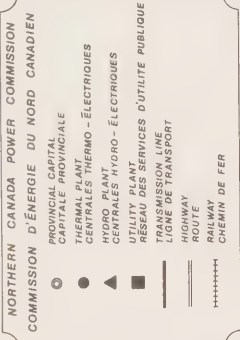
\$ 1.68

\$.23

Investissement capital (\$000)

Investissement par \$ revenue

Investissement par kWh vendu



As part of a cost reduction program, the major portion of this report was prepared in-house.

Comme partie d'un programme de réduction de frais, une grande partie de ce rapport a été préparé intérieurement.

NORTHERN
CANADA
POWER
COMMISSION

NCPC

COMMISSION
D'ENERGIE
DU NORD
CANADIEN

CAI
NΦ
-A56



st ANNUAL REVIEW
For the Year Ended
31 MARCH, 1979



31e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1979

31st ANNUAL REVIEW
For the Year Ended
March 31st, 1979

31e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1979

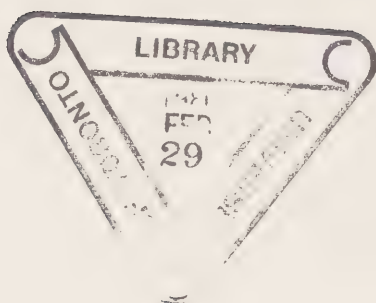


TABLE OF CONTENTS

Business of the Commission	2
Areas Served	3
Commission Members, Executive and Regional Offices	4
Foreword	5 - 6
Operations	7 - 15
Report of the Auditor General	16
Financial Statements	17 - 23
Revenue and Expenditures	24
Operating Statistics	25
Statement of Income	26
Analysis of Electricity Sales	27
Map	28

TABLE DES MATIERES

Fonctions et pouvoirs de la Commission
Régions desservies
Membres, exécutif, bureaux régionaux
Avant-propos
Exploitations
Rapport de l'auditeur général
Etats financiers
Revenus et dépenses
Resumé statistique
Etat des revenus
Analyse des ventes d'électricité
Carte

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

The Commission is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories. In addition, it operates community heating, water and sewage systems in several locations.

It is a requirement of the Authorizing Act that operations of the Commission shall be self sustaining within each rate zone as defined in the Act. Consequently, rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest and principal payments on loans made to the Commission, operating, maintenance, administrative and all other expenses, and contingency allowances.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission s'occupe de planification de construction et de gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et sous réserve de l'approbation du gouverneur-général en conseil, d'entreprendre ces mêmes travaux ailleurs au Canada.

La Commission est le principal producteur d'électricité au nord du 60ème parallèle et elle exploite les principaux réseaux de lignes à haute tension au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. En plus, elle dirige les systèmes communautaires de chauffage, d'eau et d'égout dans plusieurs localités.

Selon la Loi mandant la Commission, il est obligatoire que son exploitation soit financièrement autonome à l'intérieur de chacune des zones tarifaires telles que définies par la Loi. Par conséquent, les tarifs demandés pour les services publics doivent fournir un revenu suffisant pour permettre à la Commission de s'acquitter des paiements capital-intérêts sur les emprunts accordés à la Commission, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification du vérificateur général du Canada.

AREAS SERVED**REGIONS DESSERVIES****ELECTRICITY**

Generation, transmission and/or distribution electricity at:

Northwest Territories:

Aklavik, Arctic Bay, Arctic Red River, Baker Lake, Broughton Island, Cambridge Bay, Cape Dorset, Chesterfield Inlet, Clyde, Coppermine, Coral Harbour, Detah, Edzo, Eskimo Point, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Frobisher Bay, Gjoa Haven, Grise Fiord, Hall Beach, Holman Island, Igloolik, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Lake Harbour, Nahanni Butte, Norman Wells, Pangnirtung, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Pond Inlet, Rae, Rankin Inlet, Repulse Bay, Resolute, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Whale Cove, Wrigley, Yellowknife.

Yukon Territory:

Dawson, Elsa, Faro, Johnsons Crossing, Mayo, Whitehorse

British Columbia:

Field

ELECTRICITE

Production, transport, distribution d'énergie électrique:

Territoires du Nord-Ouest:**Territoire du Yukon:****Colombie-Britannique:****CENTRAL HEATING**

Generation of heat at:

Northwest Territories

Inuvik, Frobisher Bay

CHAUFFAGE CENTRAL

Production calorifique:

Territoire du Nord-Ouest**WATER AND SEWERAGE****Northwest Territories:**

Inuvik

EAU ET EGOUT**Territoires du Nord-Ouest:****CONTRACT WORK**

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

TRAVAUX A FORFAIT

La Commission exploite les usines de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. De plus, la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, comprenant à l'occasion, des travaux d'aménagement et de construction à divers emplacements, pour divers ministères et autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

**NORTHERN CANADA POWER
COMMISSION**

Head Office:
7909 - 51 Avenue, Edmonton
P.O. Box 5700, Station L
Edmonton, T6C 4J8

MEMBERS OF THE COMMISSION:

James Smith	—	Chairman
John W. Beaver	—	Member
A. Digby Hunt	—	Member
Peter W. Jenkins	—	Member
Donald M. Stewart	—	Member

EXECUTIVE:

James Smith	—	Chairman
Joseph Long	—	General Manager
Bruce G. Christie	—	Assistant General Manager, Operations
David I. McGuinness	—	Assistant General Manager, Engineering and Planning Services
Roger A. Phillips	—	Comptroller

REGIONAL OFFICES:

Anthony Yewchuk	—	Regional Manager Y.T., P.O. Box 4278, Whitehorse, Y.T. Y1A 1H8
John D. Allan	—	Regional Manager N.W.T. P.O. Box 1860, Yellowknife, N.W.T. X1A 2P4

**COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD
CANADIEN**

Siège social:
7909, 51^{ème} Avenue, Edmonton
C.P. 5700, Station L
Edmonton, T6C 4J8

MEMBRES:

James Smith	—	président
John W. Beaver	—	membre
A. Digby Hunt	—	membre
Peter W. Jenkins	—	membre
Donald M. Stewart	—	membre

EXECUTIF:

James Smith	—	président
Joseph Long	—	directeur général
Bruce G. Christie	—	directeur général- adjoint, exploitation
David I. McGuinness	—	directeur général- adjoint, services de genie et de planification
Roger A. Phillips	—	contrôleur

BUREAUX REGIONAUX:

Anthony Yewchuk	—	directeur régional Yukon, C.P. 4278 Whitehorse, T.Y. Y1A 1H8
John D. Allan	—	directeur régional T.N.-O. C.P. 1860, Yellowknife T.N.-O X1A 2P4

FOREWORD

October, 1978 marked the 30th anniversary of Commission utility operations in Northern Canada. The Commission was authorized by an Act of Parliament in 1948 (Northwest Territories Power Commission Act) to facilitate the construction and operation of plants in the Northwest Territories for mining and commercial interests. The Act was amended in 1949 to include the Yukon Territory, and was further amended in 1956 to alter the name to "The Northern Canada Power Commission" and to permit the operation of various public utilities, including electrical, thermal, water, sewerage and telephone service. The latest amendments to the Act were finalized in 1975 when Commission membership was enlarged from three to five members, to include one member each from the Yukon Territory and Northwest Territories.

During the past 30 years, the Commission has expanded from a base of a single mining customer (Giant Yellowknife Gold Mines Limited) supplying 6,000 HP for mining and milling purposes in the Yellowknife, N.W.T. area to a retail service area comprising 49 communities throughout the Northwest Territories, 4 communities in the Yukon Territory, and Field, B.C. Annual electrical generation now totals 749,000,000 kWh.

For the 1978/79 fiscal year under review, the Commission reports an operating loss of \$64,000. Electric power sales were maintained at anticipated levels while heat sales and miscellaneous income exceeded the budget provision. Unbudgeted expenses were incurred as the result of an adjustment to the operating inventory position, the write-off of capital equipment not entered to the production cycle, unscheduled equipment repairs at Whitehorse and Mayo, Y.T. and emergency expenditures as the result of a plant fire at Eskimo Point, N.W.T.

Capital expenditures were maintained considerably below the level of the period from 1974 through 1977, a continuation of the trend which commenced in the last fiscal year. The result has had a positive effect on the debt burden to earned revenue ratio of earlier years. Future capital expenditures are forecast to be

AVANT-PROPOS

En octobre 1978, la Commission célébrait son trentième anniversaire d'exploitations de services utilitaires dans le Nord canadien. La Commission a été autorisée en 1948 par un Acte du Parlement (LA COMMISSION D'ÉNERGIE DES TERRITOIRES DU NORD-OUEST) afin de permettre la construction et l'exploitation de centrales dans les Territoires du Nord-Ouest canadien pour satisfaire aux intérêts des opérations minières et commerciales de cette région. Cette loi a été amendée successivement en 1949, afin d'inclure le territoire du Yukon et en 1956, pour en changer le nom qui est devenu "la Commission d'Énergie du Nord canadien" et ainsi, de permettre l'exploitation de divers services utilitaires comprenant les services d'électricité, de chauffage, d'aqueduc et d'égoût, ainsi que de téléphone. Les plus récents amendements à la Loi ont été mis au point en 1975, alors que les membres de la Commission furent augmentés de trois à cinq pour y inclure respectivement un membre représentant le Territoire du Yukon et un autre représentant les Territoires du Nord-Ouest.

Au cours de ces 30 années, la Commission qui avait débuté avec un seul client minier (Giant Yellowknife Gold Mines Limited) lui fournissant alors 6,000 chevaux-vapeur pour ses fins de prospection et d'exploitation à Yellowknife, T.N.O., pourvoit présentement des services utilitaires à quelques 49 communautés dispersées à travers les Territoires du Nord-Ouest, à 4 communautés dans le Territoire du Yukon, et à Field, B.C. Sa génération électrique annuelle se chiffre présentement à 749,000,000 kWh.

En ce qui a trait à l'année d'exercice 1978-79, actuellement sous révision, la Commission rapporte un déficit d'exploitation de \$64,000. Les ventes d'électricité se sont maintenues aux niveaux prévus, alors que les ventes thermales et autres revenus ont excédé les prévisions budgétaires. Des dépenses non-budgétisées ont été encourues à la suite d'un ajustement effectué à la position d'inventaire d'exploitation, à la perte totale d'équipement capital non-inscrite dans le cycle de production, à des réparations d'équipement non-prévues, à Whitehorse et à Mayo, T.Y., et à des dépenses d'urgence encourues à la suite d'un incendie à la centrale de Eskimo Point, T.N.O.

Les dépenses capitales ont été maintenues considérablement au-dessous du niveau couvert par la période 1974-77, ce qui maintient une tendance qui s'est manifestée au cours de la dernière année d'exercice. Ceci a eu un effet positif sur le fardeau de la dette, en raison du revenu acquis des années antérieures. Les dépenses capitales sont

maintained at normal service levels, with the intention of meeting fixed debt expense out of system growth and further reducing the present capital debt/revenue ratio.

Due to the lack of firm target dates for construction of the proposed Alaska Highway gas pipeline, the impact of future load growth in the Yukon area of the Commission's operations remains inconclusive. Electrical energy and demand requirements are, therefore, subject to continuous monitoring and review to permit reasonable forecasting of load growth and the capital expansion necessary to service growth.

At year end, the Federal Government provided the Commission with a \$7.5 M interest free loan for the purpose of working capital, as well as a contribution of \$230,000 to permit the investigation of improved methods for utilization of waste heat recovery systems. Additionally, the Federal Government has confirmed the intention to provide the Commission with \$1.0 M in the fiscal year 1979/80 and \$2.15 M in 1980/81 for investigations related to potential future hydro development in Northern Canada.

Significant price increases for fuels for electrical generation and central heating service, along with increases in other necessary supplies and services, are anticipated to continue into the future. However, the Commission will endeavour to provide an acceptable level of service within the capability of its consumers to absorb these increasing costs. Although the demand for electrical energy is expected to continue to grow in spite of energy conservation measures being emphasized at the present time, price stabilization of rate structures is not foreseen as attainable due to the independent nature of the individual systems operated by the Commission. Interties with grid systems of other utilities, if possible, might be expected to provide some relief in utilizing the resources of larger economic plant facilities, but are, for the most part, economically impractical because of the extensive transmission facilities required to serve comparatively small loads. It is expected that further utility rate increases will be necessary in future years to offset cost increases.

The Commission recognizes the continued loyalty and contribution of its present and past employees and their industrious efforts over the

prévues se maintenir aux niveaux des services normaux, avec l'intention de couvrir les dépenses de la dette fixe avec le système de production, et en même temps réduire la dette capitale/ratio revenu.

Parce qu'on n'a pas encore fixé de date pour la construction du gazoduc du Alaska Highway, il est difficile de déterminer quel sera exactement l'impact sur les exploitations de la Commission au Yukon. L'énergie électrique et les besoins requis doivent donc être constamment tenus sous observation afin de permettre des projections raisonnables dans l'augmentation des services et du capital nécessaire pour les dispenser.

En fin d'année, le Gouvernement fédéral a accordé à la Commission un prêt de \$7.5M, sans intérêts, à être utilisé comme capital d'opérations, ainsi qu'une contribution de \$230,000 pour permettre la recherche de meilleures méthodes de conversion de la chaleur perdue. De plus, le Gouvernement fédéral a confirmé son intention de pourvoir à la Commission la somme de \$1.0M pendant l'année d'exercice 1979/80 et \$2.15M en 1980/81 pour fins de recherches se relatant au développement hydraulique potentiel dans le Nord canadien.

On prévoit à l'avenir, des augmentations appréciables du prix du combustible servant à la génération électrique et au service de chauffage central, de même que des augmentations continues dans d'autres approvisionnements et services nécessaires. Cependant, la Commission cherchera à pourvoir un niveau de services acceptable en concordance avec la capacité de ses clients d'absorber ces augmentations de coûts. Bien qu'on s'attende à ce que la demande d'énergie électrique continue toujours d'augmenter, et ceci en dépit des mesures conservatrices d'énergie qui sont actuellement préconisées, la la stabilisation des tarifs n'est pas considérée rentable de par la nature indépendante des systèmes individuels exploités par la Commission. Le ralliement aux grilles d'accumulateurs appartenant à d'autres systèmes utilitaires, si la chose est possible, pourrait sans doute susciter un certain allègement en utilisant les ressources de facilités plus économiques de centrales plus importantes, mais la plupart du temps, ceci est peu pratique du point de vue économique, parce que des facilités de transmission considérables sont requises pour accommoder des délestages plutôt minimes. On croit donc que d'autres augmentations tarifaires deviendront nécessaires au cours des années à venir pour compenser aux augmentations des coûts.

La Commission apprécie vivement la loyauté constante et la contribution valable, ainsi que les efforts industriels de tout son personnel

past 30 years.

Best wishes are extended on behalf of the Commission to Mr. Joseph F. Parkinson, who retired as Board member after 18 years of dedicated service. Replacing Mr. Parkinson as Board member is Mr. John W. Beaver. Mr. Beaver's many years of experience in all aspects of power generation will directly benefit the Commission in all areas of its operation.

OPERATIONS SERVICE AREA

The Commission's service area has not altered appreciably during the past year. In the Yukon Territory, 4 communities continued to be directly serviced. As well, the Commission continued the supply of wholesale electrical energy for retail distribution at Whitehorse, Haines Junction, Ross River, Carmacks and Keno City. Negotiations during the year with the Yukon Government resulted in the decision to proceed with construction of a 34.5 kV transmission line to service consumers at Constabulary Bay. Extension of the transmission line from Marsh Lake to Constabulary Bay, a distance of 28 km, is scheduled for completion in the summer of 1979.

The contractual agreement with the Government of the Yukon Territory whereby the Commission had assumed the responsibility for operation and maintenance of the City of Dawson, Y.T. water and sewerage system since October, 1966, terminated on December 1, 1978 when this responsibility was transferred to the City of Dawson. This transfer is in line with similar arrangements in Northern Canada whereby each community or Territorial Government is responsible for the operation of water and sewerage systems.

Electrical utility service was provided to 49 communities in the Northwest Territories, including wholesale electrical supply to the local distributor for the City of Yellowknife. The Commission supplied retail central heat, water and sewerage utility service in Inuvik as well as wholesale heat service to the Government of the Northwest Territories, who act as the distributor, in Frobisher Bay.

SYSTEM CAPACITY

Electrical generating capacity increased by 8,650 kW during the year, including the installation of three 2,500 kW diesel units at Pine Point, N.W.T. to service the expanding mining

depuis les 30 dernières années. Au nom de la Commission, meilleurs vœux à M. Joseph F. Parkinson, qui vient de démissionner en tant que membre du Conseil après 18 ans de loyaux services. M. John Beaver succède à M. Parkinson. La Commission bénéficiera certainement des nombreuses années d'expérience de M. Beaver en génération énérgitique, et ce, dans tous les aspects de ses exploitations.

EXPLOITATION DE LA SECTION DES SERVICES

La section des services de la Commission n'a pas tellement changé au cours de l'année qui vient de s'écouler. Dans le Territoire du Yukon, 4 communautés sont directement desservies. De même que la Commission continue de desservir l'énergie électrique en gros, pour fins de distribution au détail, à Whitehorse, Haines Junction, Ross River, Carmacks et Keno City. A la suite de négociations au cours de l'année, auprès du Gouvernement du Yukon, il a été décidé d'entreprendre la construction d'une ligne de transmission de 34.5 kV afin de servir la clientèle de Constabulary Bay. L'extension de la ligne de transmission de Marsh Lake jusqu'à Constabulary Bay, soit une distance de 28 km, doit être complétée au cours de l'été 1979.

Les arrangements contractuels pris avec le Gouvernement du Territoire du Yukon, alors que la Commission s'engageait en octobre 1966 à assumer la responsabilité de l'exploitation et de l'entretien des systèmes d'aqueduc et d'égoût de la Cité de Dawson, Territoire du Yukon, prirent fin au 1^{er} décembre 1978, alors que ceci devint la responsabilité de la Cité de Dawson. Ce transfert est similaire à de pareils accords dans le Nord canadien, alors que chaque communauté, ou gouvernement territorial, est responsable de l'exploitation de leurs systèmes d'aqueduc et d'égoût.

Les services utilitaires d'électricité ont été fournis à 49 communautés dans les Territoires du Nord-Ouest, y compris l'approvisionnement en gros d'électricité au distributeur local de la Cité de Yellowknife. La Commission a fourni les services utilitaires de chauffage central, d'aqueduc et d'égoût, au détail, à Inuvik, de même que le service de chauffage au Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, qui agit en tant que distributeur à Frobisher Bay.

CAPACITE DU SYSTEME

La capacité génératrice électrique a été augmentée à 8, 650 kW au cours de l'année, incluant l'installation de 3 unités diesel de 2,500 kW à Pine Point, Territoires du Nord-

requirements of Pine Point Mines Ltd. Diesel generating equipment was installed at Rankin Inlet (600 kW), Lake Harbour (300 kW), Broughton Island (300 kW) and Clyde River, N.W.T. (300 kW).

Diesel units totalling 350 kW were removed at Broughton Island, Lake Harbour and Clyde River to facilitate installation of larger units in each community.

Installed capacity at year end totalled 244 MW, made up of 102 MW hydro generation and 142 MW thermal generation. Generation during 1978/79 totalled 749,000,000 kWh, comprising 568,000,000 kWh by hydro generation and 181,000,000 kWh by diesel-electric generation, an increase of 14,000,000 kWh (1.9%) over 1977/78. Electric sales in the Yukon Territory amounted to 311,000,000 kWh, a reduction of 1.7% over the previous fiscal year, resulting from the mandatory reduction in secondary energy sales to United Keno Hill Mines Limited due to low water levels on the Mayo hydro system. On the other hand, electrical sales in the Northwest Territories were 360,000,000 kWh, an increase of 1.8% over 1977/78. The non-coincidental peak load on all operations during the year was 135,000 kW, a growth of 3.1% over the previous year's peak load of 131,000 kW.

Power transformer capacity was increased with the commissioning of a new 3.4/4.5 MVA transformer at the substation serving the Town of Fort Smith, N.W.T. A 24/33/42 MVA power transformer was delivered for installation at a new substation to supply wholesale energy at Whitehorse. To provide for increasing annual fuel resupply requirements, fuel storage capacity was added at Repulse Bay (182,000 litres), Gjoa Haven (182,000 litres) and Whale Cove (91,000 litres), representing increases of 57%, 55% and 33% respectively.

Water reservoir levels on the Snare/Yellowknife hydro system continued below normal during the past year, making it essential to supplement hydro capacity with greater than anticipated diesel-electric generation. Below average ambient temperatures during the spring and early summer of 1978 resulted in delayed run-off into the system reservoir, with maximum

Ouest afin de répondre aux besoins d'expansion minière de PINE POINT MINES LTD. Un équipement générateur diesel a été installé à Rankin Inlet (600 kW), Lake Harbour (300 kW), Broughton Island (300 kW) et Clyde River, T.N.O. (300 kW).

Des unités diesel se totalisant à 350 kW furent démantées de Broughton Island, Lake Harbour et Clyde River, afin de permettre l'aménagement de plus grosses unités dans chacune de ces localités.

À la fin de l'année, la capacité en installations se totalisait à 244 MW, comprenant 102 MW de génération hydraulique et 142 MW de génération thermique. La génération durant 1978/79 se totalisait à 749,000,000 kWh, comprenant 568,000,000 kWh par génération hydraulique et 181,000,000 kWh par génération diesel-électrique, ce qui constitue une augmentation de 14,000,000 kWh (1.9%) comparativement à 1977/78. Les ventes d'électricité dans le Territoire du Yukon se chiffraient à 311,000,000 kWh, soit une réduction de 1.7% comparativement à l'année d'exercice précédente, ceci résultant d'une réduction mandataire dans les ventes d'énergie secondaire à United Keno Hill Mines Limited, à cause des niveaux hydrauliques réduits du système hydraulique de Mayo. D'autre part, les ventes d'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest sont estimées à 360,000,000 kWh, ce qui est une augmentation de 1.8% comparativement à 1977/78. La charge maximum de non-coïncidence, pour toutes les opérations au cours de l'année, était de 135,000 kW, une augmentation de 3.1% comparativement à la charge maximum de 131,000 kW de l'année précédente.

En commissionnant un nouveau transformateur de 3.4/4.5 MVA à la sous-centrale desservant Fort Smith, TNO, on a pu en augmenter la capacité d'énergie. Un transformateur de puissance 24/33/42 MVA a été livré pour installation à la nouvelle sous-centrale qui fournit en gros, l'énergie à Whitehorse. Afin de pourvoir aux besoins supplémentaires annuels, en combustible, la capacité d'emménagement de combustible a été accrue à Repulse Bay (182,000 litres), Gjoa Haven (182,000 litres) et Whale Cove (91,000 litres) ce qui représente des augmentations de 57%, 55% et 33% respectivement.

Les niveaux du réservoir d'eau du système hydraulique de Snare/Yellowknife se sont maintenus au-dessous de la normale l'année dernière, ce qui a nécessité de dispenser la capacité hydraulique au moyen de la génération diesel-électrique sur une plus haute échelle qu'il avait été prévu. Des températures ambiantes au-dessous de la normale, pendant le printemps et au commencement l'été 1978, ont retardé le réapprovisionnement dans le réservoir.

storage reaching 1.9 metres below normal full supply level in the fall of 1978. This necessitated generation of approximately 13,900,000 kWh additional diesel energy than earlier forecast for the year. As in the previous year, the Mayo hydro system was materially affected by unusually low water levels; hence supply of secondary (interruptible) energy was reduced below the prior year's output.

DISTRIBUTION SYSTEMS

32 km of electrical distribution lines were constructed throughout both the Yukon and Northwest Territories in 1978. Included were major extensions at Holman Island, Sachs Harbour and Clyde River, N.W.T. A major portion of the system at Sachs Harbour was relocated to permit compatibility with a government survey. Upgrading of the electrical distribution systems at Aklavik, Fort Smith and Inuvik, N.W.T. was completed to accommodate load growth. Major maintenance of existing systems was carried out at Field, B.C., Mayo, Y.T. and on the 34.5 kV transmission line supplying Fort Resolution, N.W.T. from the Taltson hydro system.

In areas where alternative arrangements cannot be made, the Commission will, upon request, enter contractual agreements to provide utility service outside of normal distribution requirements at the expense of the consumer. Under such conditions during the year, approximately \$570,000 in line extension work was completed by the Operations Department. The majority of such line extensions were related to isolated navigational aids, communication links, CBC transmitters and telestat receiving stations.

ENERGY CONSERVATION

A jacket water residual heat recovery system, designed and constructed in 1977 with the cooperation of the Government of the Northwest Territories, has been in operation at Cambridge Bay throughout the year. The system has functioned without problem, providing sufficient heat for several Government warehouses and shops in the area of the Commission's powerhouse. The residual heat recovery system is capable of providing 100% of the required energy at -34°C . Normal heating requirements

voir, résultant en un niveau maximum de 1.9 mètres moindre que l'approvisionnement total de l'automne 1978. Ceci a nécessité une génération additionnelle d'approximativement 13,900,000 kWh d'énergie diesel, à ce qui avait été prévu pour l'année. Tout comme l'année précédente, le système hydraulique de Mayo en a été matériellement affecté par des niveaux d'eau inhabituellement bas; alors le ravitaillement d'énergie (interruptible) secondaire a été de beaucoup moindre que celui de l'année précédente.

LES SYSTEMES DE DISTRIBUTION

On a installé 32 km de lignes de distribution à travers les Territoires du Yukon et du Nord-Ouest. Ceci comprend des installations importantes à Holman Island, Sachs Harbour et Clyde River, T.N.O. La majeure partie du système de Sachs Harbour a été relocalisé pour faciliter l'arpentage entrepris par le Gouvernement. L'amélioration des systèmes de distribution électrique à Aklavik, Fort Smith et Inuvik, T.N.O. a été complétée pour accommoder une charge plus considérable. L'entretien majeur des systèmes existants a été effectué à Field, C.B., Mayo, T.Y. et sur la ligne de transmission de 34.5 kV qui dessert Fort Resolution, T.N.O., à partir du système hydraulique de Taltson.

Aux endroits où aucun arrangement ne peut être fait, la Commission pourra sur demande, conclure des accords contractuels pour fournir des services utilitaires en surplus des besoins réguliers, et ceci aux frais du consommateur. Par conséquent, au cours de l'année, des travaux de lignes d'extension furent complétés pour approximativement la somme de \$570,000 par le Service des Opérations. La majorité de ces lignes d'extension ont été relayées aux aides de navigation isolés, aux faisceaux de communication, aux postes transmetteurs de Radio-Canada et aux postes receveurs "telestats".

CONSERVATION ENERGITIQUE

Un système de chemise d'eau résiduel permettant la récupération de la chaleur, créé et construit en 1977, en coopération avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, a été exploité à Cambridge Bay pendant l'année. Le système a fonctionné sans aucun problème, fournissant suffisamment de chaleur aux entrepôts et aux magasins gouvernementaux à proximité de la centrale de la Commission. Le système de récupération de la chaleur est en mesure de fournir 100% de l'énergie requise à raison de -34°C . Les besoins normaux annuels

would consume approximately 136,000 litres of fuel per annum. In line with the Commission's energy conservation policy, encouragement of the recovery of residual heat has resulted in negotiations during the year directed at additional such installations in various N.W.T. communities. To date, practical applications have been limited to jacket water recovery systems.

A waste heat recovery system from the diesel generating plant at Igloolik, N.W.T. to supply the space heating requirements of a recreation centre constructed in 1978 was connected on December 1, 1978. As well, a contract for jacket water residual heat sales has been forwarded to the Village of Fort Simpson, N.W.T. This system will utilize diesel jacket water heat to supplement essential heating of the water supply.

A major revision and rebuilding of the Dawson City, Y.T. water system has been planned and contracted for construction during 1979 by the Yukon Territorial Government. The present diesel jacket water system used to heat the city's water supply will be phased out and replaced with a system that will improve operating characteristics while continuing to utilize residual jacket water heat.

Investigations into the possible use of residual heat have also been carried out during the year at Broughton Island, Pelly Bay, Spence Bay, Rankin Inlet, Grise Fiord and an extension to the Cambridge Bay system. The proposed installations at each community involve new building construction which will be situated in the vicinity of the power house buildings to take advantage of residual heat recovery.

Investigation into the potential recovery of residual heat from diesel exhaust gases is proposed during the 1979/80 fiscal year. Although it is estimated that capital investment necessary to permit this form of heat recovery will be higher than for an equivalent recovery from jacket water, the escalating cost of fuel is expected to make this type of installation economically attractive.

It is the continuing policy of the Commission to expand the use of waste heat recovery systems throughout all areas of operations where technically and economically practicable.

sont approximativement de 136,000 litres de combustible. En accord avec la politique de conservation énérgitique de la Commission, l'encouragement à récupérer la chaleur résiduelle a suscité des négociations au cours de l'année en vue de telles installations additionnelles dans diverses communautés des Territoires du Nord-Ouest. Jusqu'à présent, les applications pratiques se sont limitées aux systèmes de jaquettes d'eau pour fins de récupération.

Le 1er décembre 1978, un système de récupération de chaleur a été connecté à la centrale diesel d'Igloolik, T.N.O., afin de pouvoir aux besoins thermaux d'un centre récréatif construit en 1978. On a également fait parvenir au village de Fort Simpson, T.N.O., un contrat pour ventes de chaleur récupérée au moyen de jaquette d'eau résiduelle. Ce système utilisera une jaquette d'eau diesel afin d'augmenter le chauffage essentiel des réserves d'eau.

Une révision majeure et la reconstruction du système d'aqueduc de Dawson City, T.Y., a été planifiée et contracté pour construction en 1979 par le Gouvernement territorial du Yukon. Le système de jaquette d'eau diesel actuel utilisé pour chauffer les réserves d'eau de la ville, sera éventuellement remplacé par un système qui tout en améliorant les caractéristiques, continuera d'utiliser la jaquette d'eau résiduelle.

Au cours de l'année, on a aussi fait des enquêtes au sujet de l'utilisation possible de la chaleur résiduelle à Broughton Island, Pelly Bay, Spence Bay, Rankin Inlet, Grise Fiord et une extension du système de Cambridge Bay. Les installations proposées pour chacun de ces communautés nécessiteront la construction d'un nouveau bâtiment, lequel sera situé à proximité de la centrale afin de prendre avantage de la chaleur récupérée.

On se propose durant l'année d'exercice 1979/80, de faire une investigation concernant les possibilités de récupération de la chaleur résiduelle provenant des échappements gazeux diesel. Bien qu'on estime que la mise de fonds nécessaires pour permettre cette forme de récupération sera plus considérable que ce qui est normalement requis pour la récupération au moyen de jaquette d'eau, le coût toujours en escalade du combustible devrait rendre ce genre d'installation économiquement attrayant.

C'est toujours la politique de la Commission de propager l'utilisation des systèmes de récupération de chaleur partout où c'est techniquement et économiquement possible.

CONSTRUCTION

To provide additional power to supply a new dragline installed during the year by Pine Point Mines Ltd., an additional 7.5 MW diesel power plant was designed and construction commenced in the spring of 1977. The civil work connected with the foundations, building erection and heating was completed in December of that year. The installation of three 2,500 kW Ruston RK16 engines, and the necessary auxiliary equipment, commenced in May, 1978, with the installation of the switchgear, control panels, and machinery commencing in June, 1978. In November, 1978, the three units were tested to full load and the clearing of all but minor deficiencies was completed by the end of the calendar year. On January 2, 1979 the plant commenced commercial service, supplying power to the Taltson system. At fiscal year end, the plant was operating to supply approximately 70% of the anticipated additional loading from the new dragline.

Since the Commissioning of the Aishihik hydro plant in 1975, water flow into the system has been below historic average annual levels. A major source of inflow to Aishihik Lake is provided from the Sekulmun River. As a condition of the existing water license related to control levels of Aishihik Lake, protection must be given to the Sekulmun River to prevent any degradation that would affect the natural fish habitat and, additionally, provide for the passage of small boats. To prevent possible erosion of the river bed whilst maintaining approved water levels, a submerged gravel weir was put in place at the entrance of the river to Aishihik Lake.

Numerous smaller projects and installations were completed to improve efficiency and reliability of the Commission's systems. The Yellowknife/Snare supervisory and communication system was completed to provide central control to the hydro/diesel/transmission system. A number of diesel exhaust systems were upgraded to reduce outside noise level and improvements were made to substation and distribution facilities in various locations.

CONSTRUCTION

Afin de fournir de l'énergie additionnelle pour approvisionner une nouvelle ligne de dragage installée au cours de l'année par Pine Point Mines Ltd., on a établi les plans pour une centrale diesel additionnelle de 7.5 MW et on en a commencé la construction au printemps de 1977. Les travaux se rapportant aux fondations, à l'érection du bâtiment et au chauffage ont été complétés en décembre de cette même année. L'installation de 3 engins (2,500 kWh Ruston RK 16) ainsi que de l'équipement auxiliaire nécessaire, a été commencé en mai 1978 et l'installation de la plaque d'engrenage, des panneaux de contrôle et de la machinerie, en juin 1978. En novembre 1978, les trois unités furent mises à l'épreuve à pleine capacité et à l'exception de quelques déficiences mineures, elles ont été dûment approuvées à la fin de cette même année. Le 2 janvier 1979, la centrale a inauguré son service commercial, fournissant de l'énergie au système de Taltson. En fin d'année fiscale, la centrale fournissait approximativement 70% de la charge additionnelle qu'on avait prévue à cause de cette ligne de dragage.

Depuis que la centrale hydraulique de Aishihik a été commissionnée en 1975, le débit d'eau système s'est maintenu bien au dessous des niveaux moyens annuels. La principale source d'arrivée d'eau au Lac Aishihik provient de la rivière Sekulmun. Une des conditions de la licence d'eau actuel, eu égard au contrôle des niveaux du lac Aishihik est que la rivière Sekulmun doit être protégée de telle sorte que l'habitat naturel des poissons ne soit pas affecté et de plus, assurer le passage des petits bateaux. Afin de prévenir l'érosion du lit de la rivière tout en maintenant les niveaux d'eau approuvés, un barrage de gravier submergé, a été construit à l'entrée de la rivière, au lac Aishihik.

Plusieurs projets et installations de moindre envergure furent complétés afin d'améliorer l'efficacité et la sécurité du fonctionnement des systèmes de la Commission. Le système de surveillance et de communication de Yellowknife/Snare fut complété afin d'assurer le contrôle central au système de transmission hydro-diesel. Un certain nombre de systèmes d'échappement diesel ont été améliorés afin d'en réduire le niveau de bruit extérieur et des améliorations ont été faites à des sous-centrales et des facilités de distribution dans différentes locations.

MAJOR CONTRACTS

A major 10 year electric utility contract, commencing January 1, 1979 was negotiated by the Commission with Pine Point Mines Ltd. The contract outlines the terms and conditions relating to the supply of electrical energy to the mining complex at Pine Point, N.W.T. Under the terms of the contract, Pine Point Mines Ltd. will be assessed the full cost of installation and operation of the new 7.5 MW diesel plant constructed at the mining site.

At year end, the Commission was in the process of completing a standard contract format to be applied to the service requirements for all of its major industrial and wholesale customers.

ESKIMO POINT FIRE

In the early hours of Christmas Day, 1978, the Commission's diesel generating plant in Eskimo Point, N.W.T. was severely damaged by fire, resulting in the complete disruption of electrical service to the community. A diesel generating set was air lifted to the site and restricted service was provided to the community by December 27. At the same time, a 700 kW modular unit was readied at Frobisher Bay for transportation by Hercules aircraft to Eskimo Point. Due to poor weather conditions, air transport of this unit could not be completed immediately; however, full service was restored to the community January 7, 1979.

LABOUR RELATIONS

The work force establishment of the Commission was set at 330 positions for the 1978/79 fiscal year, with the number of permanent employees averaging 304 during the period. At year end, permanent staff totalled 317, with an additional 25 contract operators at the smaller, unmanned plants. Including the contract operators, staffing at year end totalled 342, of which 52 are original northern people.

An agreement with the Public Service Alliance of Canada covering non-supervisory operational employees provided wage settlements of 6.0% retroactive to March 20, 1978 and a further 8.0% from January 1, 1979 through December 31, 1979. The settlement includes provisions for isolated postal allowances through the life of the contract.

CONTRATS MAJEURS

Un contrat majeur de 10 ans, pour service d'électricité, débutant le 1er janvier 1979, a été négocié par la Commission avec Pine Point Ltd. Le contrat souligne les termes et conditions se relatant à la distribution de l'énergie électrique au complexe minier à Pine Point, T.N.O. D'après les termes de ce contrat, Pine Point Mines Ltd. devra défrayer le plein montant du coût de l'installation et de l'exploitation de la nouvelle centrale diesel 7.5 MW construite à la mine.

A la fin de l'année, la Commission était en voie de compléter le format d'un contrat standard lequel sera utilisé pour les récuisions de services, pour tous ses principaux clients industriels et en gros.

INCENDIE DE ESKIMO POINT

Au petit jour, le jour de Noël 1978, la centrale diesel à Eskimo Point, T.N.O., a été sérieusement endommagée par le feu, résultant en une interruption totale du service d'électricité pour toute la communauté. Un générateur diesel a été transporté par avion sur place, et à compter du 27 décembre, des services plus ou moins restreints furent octroyés à la communauté. En même temps, une unité module de 700 kW était prête, à Frobisher Bay, pour être transportée par un avion Hercules, à Eskimo Point. Toutefois, à cause de mauvaises conditions météorologiques, le transport par voie aérienne de ladite unité ne put se faire immédiatement; toutefois, le plein service fut restauré à la communauté en date du 7 janvier 1979.

RELATIONS DE TRAVAIL

Au cours de l'année d'exercice 1978/79, la Commission comptait 330 positions, avec une moyenne de 304 employés permanents pendant cette période. En fin d'année, le personnel permanent se chiffrait à 317, avec 25 opérateurs sous contrat dans les centrales plus petites (sans main-d'oeuvre). Y compris les opérateurs sous contrat, le personnel à la fin de l'année totalisait 342, desquels 52 sont des indigènes.

Un accord a été conclu avec l'Alliance de la Fonction publique du Canada, concernant les employés subalternes, leur accordant une augmentation de salaire de 6.0%, rétroactive du 20 mars 1978, suivie d'une autre de 8.0% à compter du 1er janvier 1979 jusqu'au 31 décembre 1979. Cet accord comprend aussi des provisions pour des allocations spéciales pour les postes isolés, durant la durée du contrat.

TRAINING

Ongoing training continued for plant and system operators. The apprenticeship program was extended to include the stationary engineer classification and in the major plant areas personnel were selected to supervise training programs.

AWARDS AND RETIREMENTS

An awards night was conducted in Yellowknife for 12 employees attaining significant years of service with the Commission. James (Jimmy) Woodman (Snare Plant) received recognition of 30 years of service, while Henry Breaden (Whitehorse) and Lloyd Cole (Faro) marked the 20 year plateau. Upon his retirement June 30, 1978, Newton Webster of the Dawson operation capped a service career of 10 years with the Commission.

FUTURE PLANNING

The Commission is experiencing rising energy costs coupled with uncertain growth patterns in Northern operations. With a limited population growth, the provision of facilities necessary to meet incremental growth exceeding presently installed capacity is becoming very expensive. Additionally, a retarded growth could eventually result in a load factor that could better be handled by equipment of more appropriate capacity; however, installation of more efficient generating facilities would have the effect of placing on standby equipment originally installed to meet incremental load growth.

The accurate forecasting of future load requirements is, then, of extreme importance and it is essential to continuously update load forecasts and to improve forecasting techniques so as to determine the economic impact of future energy demands upon each system.

In recognition of the necessity for future planning investigation and the inability of present consumers to absorb the extremely high costs associated with hydro investigation to provide for future needs in certain areas of the Yukon and N.W.T., the Federal Government has

FORMATION

Des programmes de formation sont toujours en cours pour les opérateurs de centrales et de systèmes. On a ajouté au programme d'apprentissage la classification d'ingénieur stationnaire et on a choisi du personnel des grandes centrales pour diriger ces programmes de formation.

GRATIFICATIONS ET RETRAITES

Il y a eu une soirée de gratifications à Yellowknife, en l'honneur de 12 employés qui avaient à leur crédit un nombre imposant d'années de services pour la Commission. James (Jimmy) Woodman (centrale de Snare) a reçu une reconnaissance de services de 30 années, alors qu'Henry Breaden (Whitehorse) et Lloyd Cole (Faro) ont atteint le plateau de 20 années. Le 30 juin 1978, Newton Webster, de l'exploitation de Dawson, à l'occasion de sa retraite, avait atteint 10 ans de services avec la Commission.

PLANIFICATION FUTURE

La Commission expérimente des augmentations dans le coûts d'énergie accompagnées d'augmentations incertaines dans ses opérations dans le Nord. L'accroissement de la population étant limitée, il devient onéreux de pourvoir les services nécessaires à toutes innovations faites aux installations actuelles. De plus, de retarder l'expansion pourrait éventuellement résulter en un "facteur d'accumulation de charge" auquel on devrait remédier avec un équipement de capacité plus appropriée; cependant, l'installation de facilités génératrices plus efficaces aurait pour effet de ne pas utiliser l'équipement originalement installé pour pourvoir à cet accroissement de besoins d'énergie.

Il est donc d'extrême importance de prévoir le plus justement possible les besoins énergétiques futurs et il est essentiel de continuellement se maintenir au rythme des besoins prévus et d'améliorer les techniques de prédictions afin de déterminer l'impact économique qu'auront ces futures demandes d'énergie pour chacun des systèmes.

Le Gouvernement fédéral se rendant compte de la nécessité d'effectuer une recherche de planification pour l'avenir, et réalisant que les consommateurs actuels sont incapables d'absorber les coûts exorbitants associés à la recherche hydraulique dans le but de pourvoir aux besoins futurs dans certaines régions du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, a

indicated its intention to provide funds totalling \$3.15M over the next two years to permit this investigation work to proceed.

FINANCIAL RESULTS

Revenue from all sources totalled \$44.5M, an increase of \$6.6M or 17.4% over the previous year. Secondary energy sales were less as a result of lower than normal reservoir levels in the Mayo hydro system, while overall domestic and retail sales slightly exceeded forecast levels.

Sale of electric power amounted to \$39.6M, a 16.7% increase over the prior year's sales, while heat revenues increased 22% to \$3.9M.

Other income reflects revenue as a result of the operation of facilities under contract, joint use rentals for attachments to Commission pole lines and miscellaneous income related to services performed for others.

Rate adjustments during the year were implemented within anti-inflation guidelines and tabled for review with the Electric Public Utility Boards of both Territorial rate zones.

\$33.2M of the year's revenue was derived from operations in the Northwest Territories rate zone and \$11.1M from operations in the Yukon Territory.

Electrical revenue for the year was derived from the following customer classifications: 41% Government domestic and commercial; 11% non-Government domestic and commercial; 23% industrial service and 25% from wholesale deliveries. Electrical energy sales totalled 672,000,000 kWh in comparison to total electrical generation of 749,000,000 kWh.

EXPENSES

Expenses increased \$7.0M or 18.8% above the previous fiscal year. Adversely affecting expenses were major unbudgetted equipment repairs at Whitehorse (\$700,000), Mayo (\$250,000), fire damage costs of \$200,000 at Eskimo Point and the write-off of \$633,000 in

indiqué son intention d'accorder des fonds au montant de \$3.15M au cours des deux prochaines années, afin de permettre qu'on commence ce travail de recherche.

RESULTATS FINANCIERS

Le revenu provenant de toutes sources se totalise à \$44.5M, ce qui représente une augmentation de \$6.6 M (ou 17.4%) sur l'année précédente. Les ventes d'énergie secondaire ont été moindre, résultant des niveaux au-dessous de la normale du réservoir du système hydraulique de Mayo, alors que les ventes au détail pour la consommation domestique ont excédé légèrement les niveaux prévus.

La vente de l'énergie électrique se chiffre à \$39.6M, une augmentation de 16.7% sur les ventes de l'année précédente, alors que les revenus thermiques ont augmenté de 22%, ou à \$3.9M.

Les autres sources de revenus sont l'exploitation de facilités par contrats, locations en commun d'attachements aux poteaux de lignes de la Commission et divers revenus se rapportant aux services effectués pour d'autres.

Des ajustements de taux ont été faits au cours de l'année prenant soin de se maintenir dans les limites anti-inflationnaires et les conseils de Electric Public Utility des zones tarifaires des deux territoires, en seront saisis pour révision.

La somme de \$33.2M provient des exploitations dans la zone tarifaire des Territoires du Nord-Ouest et \$11.1M des exploitations du Territoire du Yukon.

Revenu électrique pour l'année provient de la clientèle suivante: 41% consommation gouvernementale (domestique et commerciale); 11% consommation non-gouvernementale (domestique et commerciale); 23% services industriels et 25% approvisionnements en gros. Les ventes d'énergie électrique se chiffrent à 672,000,000 kWh comparativement à la génération électrique totale de 749,000,000 kWh.

DEPENSES

Les dépenses ont augmenté de \$7.0M ou 18.8% comparativement à l'année d'exercice précédente. Ceci est causé par des dépenses imprévues pour la réparation d'équipement à Whitehorse (\$700,000), Mayo (\$250,000), les dommages causés par un incendie à Eskimo Point pour la somme de \$200,000 et à la perte total en valeur résiduelle pour la somme de \$633,000 d'équipement capital dû à la résiliation

residual value of capital equipment related to the cancelled Snare Cascades project.

\$14.9M in interest expense is an increase of \$627,000 and represents 33% of total revenue for the year, down from 38% of total revenue recorded in the 1977/78 financial period. Interest and depreciation charges combined total \$19.3M, an increase of \$1.3M or 7% over the prior year's level, and represent 43% of total expenses charged against revenue for the fiscal period.

NET LOSS

A net loss of \$64,000 is recorded on operations for the year and compares to a net income of \$377,000 in 1977/78 and a \$6.2M net loss in 1976/77.

CAPITAL PROGRAM

As in the previous three fiscal periods, capital expenditures were controlled at a level to provide only for maintenance of current service requirements and normal indicated load growth.

Capital expenditures for the year totalled \$6.1M and combined with a \$3.2M reduction in construction in progress; resulted in \$9.3M in assets transferred to the operations category. Including the cost of the cancelled projects, total asset reductions amounted to \$1.6M. At year end, capital assets including construction in progress totalled \$207.5 M.

du project de Snare Cascades.

La somme de \$14.9M déboursée pour dépenses-intérêts constitue une augmentation de \$627,000 et absorbe 33% du revenu pour l'année, comparativement à 38% du revenu total enregistré pour l'année d'exercice 1977/78. Les charges d'intérêts et de dépréciation combinées se chiffrent à \$19.3M, ce qui est une augmentation de \$1.3M, soit 7% de plus que l'année précédente et représentent 43% des dépenses totales débitées du revenu pour la période de l'année d'exercice.

PERTES NETTES

Une perte nette de \$64,000 est enregistrée aux exploitations de l'année et se compare à un revenu net de \$377,000 en 1977/78 et une perte nette de \$6.2M en 1976-77.

PROGRAMME CAPITAL

Tout comme les trois périodes d'exercice précédentes, les dépenses capitales ont été contrôlées pour s'en tenir à un niveau susceptible de pourvoir seulement à l'entretien et aux besoins de services courants, et aux augmentations normales de besoins d'énergie prévues.

Les dépenses capitales pour l'année se totalisent à \$6.1M et combinées avec une réduction de \$3.2M pour les constructions en progrès, ceci a résulté en valeurs au montant de \$9.3M transférées à la catégorie exploitations. Si on tient compte des projets résiliés, les réductions en valeurs se chiffrent à \$1.6M. A la fin de l'année, les valeurs capitales incluant les constructions en progrès, se totalisaient à \$207.5M.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

Ottawa, Ontario
June 27, 1979

The Honourable Arthur Jacob Epp, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa, Ontario

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1979 and the statements of operations, deficit and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements give a true and fair view of the financial position of the Commission as at March 31, 1979 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles which, except for the change in the basis of depreciating fixed asset additions as referred to in Note 3 to the financial statements, have been applied on a basis consistent with that of the preceding year.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Commission, the financial statements are in agreement therewith and the transactions that have come under my notice have been within its statutory powers.

Senior Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

VERIFICATEUR GENERAL DU CANADA

Ottawa (Ontario), le 27 juin 1979

L'honorable Arthur Jacob Epp, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et
du Nord canadien
Ottawa (Ontario)

J'ai vérifié le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1979 ainsi que l'état de l'exploitation, l'état du déficit et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent un aperçu juste et fidèle de la situation financière de la Commission au 31 mars 1979 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus lesquels, à l'exception du changement de la méthode servant à comptabiliser l'amortissement des additions aux immobilisations, comme l'indique la note 3 des états financiers, ont été appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

De plus, je déclare que la Commission, à mon avis, a tenu des livres de comptabilité appropriés, que les états financiers sont conformes à ces derniers et que les opérations dont j'ai eu connaissance ont été effectuées dans le cadre de ses pouvoirs statutaires.

Le Premier sous-vérificateur général
pour le Vérificateur général du Canada

**STATEMENT OF OPERATIONS
FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1979**

**ETAT DE L'EXPLOITATION
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1979**

	1979	1978	
	(thousands of dollars)		
	(en milliers de dollars)		
Income			Revenus
Sale of power	\$ 39,561	\$ 33,914	Ventes de courant
Sale of heat	3,945	3,234	Ventes de chaleur
Other	972	737	Autres
	<u>44,478</u>	<u>37,885</u>	
Expense			Dépenses
Operations and maintenance	21,753	14,776	Exploitation et entretien
Engineering and general administration (Note 5)	2,604	2,712	Administration générale et services d'ingénierie (note 5)
Depreciation	4,460	3,807	Amortissement
Cancelled projects (Note 6)	767	1,861	Projets annulés (note 6)
Amortization of deferred charges	81	102	Amortissement des frais reportés
	<u>29,665</u>	<u>23,258</u>	
Net income before interest expense	14,813	14,627	Bénéfice avant frais d'intérêts
Interest expense, net (Note 7)	<u>14,877</u>	<u>14,250</u>	Frais d'intérêts nets (note 7)
Net loss (income) for the year	\$ <u>64</u>	\$ <u>(377)</u>	Perte (bénéfice net) pour l'exercice

The accompanying notes are an integral part of
of the financial statements.

Les notes ci-jointes font partie intégrante des
états financiers.

BALANCE SHEET AS AT MARCH 31, 1979

ASSETS	1979 (in thousands of dollars) (en milliers de dollars)	1978	ACTIF
Property and equipment, at cost			Biens et matériel, aux prix coûtant
Electric power plants	\$ 158,046	\$ 149,915	Centrales électriques
Transmission and distribution systems	32,097	32,292	Réseaux de transmission et de distribution d'énergie
Other utilities	5,172	5,126	Autres services
Staff accommodation	3,952	3,989	Logement du personnel
Warehouse, motor vehicles and general facilities	6,263	6,518	Entrepôts, véhicules, et installations générales
	<u>205,530</u>	<u>197,840</u>	
Less accumulated depreciation (Note 3)	27,280	23,062	Moins: amortissement accumulé (Note 3)
	<u>178,250</u>	<u>174,778</u>	
Projects under construction	1,933	5,115	Construction en cours
	<u>180,183</u>	<u>179,893</u>	
Current Assets			A court terme
Cash in bank	9,743	680	Encaisse
Accounts receivable			Débiteurs
— utilities	7,630	5,558	— services publics
— other	990	1,381	— autres
Inventories, at cost			Stocks, au prix coûtant
— fuel and lubricants	4,777	5,095	— combustibles et lubrifiants
— other supplies	1,747	2,060	— autres fournitures
	<u>24,887</u>	<u>14,774</u>	
Deferred charges	—	81	Frais reportés
	<u>\$ 205,070</u>	<u>\$ 194,748</u>	

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Approved:

Le contrôleur

Approuvé:



Comptroller

BILAN AU 31 MARS 1979

LIABILITIES

1979

1978

PASSIF

(in thousands of dollars)
(en milliers de dollars)

Long Term Debt

Loans from Canada (Note 4)

\$ 189,879

\$ 181,622

A long terme

Emprunts auprès du Canada (Note 4)

Current Liabilities

A court terme

Due to Canada

— current portion of long-term debt

4,541

4,117

— overdue instalments and
related interest

9,192

9,192

Accounts payable and accrued liabilities

4,600

2,916

Contractors' holdbacks

1,075

1,054

19,408

17,279

A payer au Canada

— tranche d'une dette à long terme

— versements en retard et
intérêts afférents

Créditeurs et frais courus

Retenues des entrepreneurs

DEFICIT OF CANADA

DEFICIT DU CANADA

Deficit

4,217

4,153

Déficit

\$ 205,070

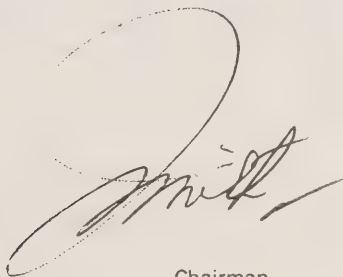
\$ 194,748

Les notes ci-jointes font partie
intégrante des états financiers

Approved on behalf of the Commission:

Approuvé au nom de la Commission:

Le président



Chairman

**STATEMENT OF DEFICIT
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1979**

	1979	1978
	(thousands of dollars)	(en milliers de dollars)
Balance at beginning of the year	\$ 4,153	\$ 4,530
Add net loss (income) for the year	64	(377)
Balance at end of the year	<u>\$ 4,217</u>	<u>\$ 4,153</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

**ETAT DU DEFICIT
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1979**

Solde au début de l'exercice	\$ 4,530
Perte (bénéfice net) pour l'exercice	(377)
Solde à la fin de l'exercice	<u>\$ 4,153</u>

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

**STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL
POSITION FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1979**

	1979	1978
	(thousands of dollars)	(en milliers de dollars)
Funds provided		
Operations		
Net loss (income) for the year	\$ 64	\$ (377)
Items not requiring an outlay of funds		
Depreciation	4,460	3,807
Property and equipment written off	826	1,664
Deferred charges written off	—	221
Amortization of deferred charges	81	102
	<u>5,303</u>	<u>6,171</u>
Canada — loans for capital expenditures	6,000	8,300
— working capital loan	7,500	—
— interest added to loan balances	100	788
— project investigation expenditures	—	153
Proceeds on disposals of property and equipment	563	1,883
	<u>19,466</u>	<u>17,295</u>

Funds applied

Additions to property and equipment	6,136	8,703
Repayment of loans from Canada	5,346	4,457
Additions to deferred charges	—	22
	<u>11,482</u>	<u>13,182</u>
Increase in working capital	7,984	4,113
Working capital (deficiency) at beginning of the year	(2,505)	(6,618)
Working capital (deficiency) at end of the year	<u>\$ 5,479</u>	<u>\$ (2,505)</u>

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

**ETAT DE L'EVOLUTION DE LA SITUATION
FINANCIERE POUR L'EXERCICE
TERMINEE LE 31 MARS 1979**

Provenance des fonds	
Exploitation	
Perte (bénéfice net) pour l'exercice	(377)
Éléments n'exigeant aucune sortie de fonds	
Amortissement	3,807
Radiation de biens et de matériel	1,664
Radiation des frais reportés	221
Amortissement des frais reportés	102
	<u>6,171</u>
Canada — emprunts pour immobilisations	8,300
— emprunt pour le fonds de roulement	—
— intérêts ajoutés aux soldes des emprunts	788
— coût d'étude des sites de construction	153
Produit de l'aliénation de biens et de matériel	1,883
	<u>17,295</u>
Utilisation des fonds	
Acquisition de biens et de matériel	8,703
Remboursement d'emprunts auprès du Canada	4,457
Augmentation des frais reportés	22
	<u>13,182</u>
Augmentation du fonds de roulement	4,113
Fonds de roulement (négatif) au début de l'exercice	(6,618)
Fonds de roulement (négatif) à la fin de l'exercice	<u>\$ (2,505)</u>

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
MARCH 31, 1979**

1. Authority and Objective

The Northern Canada Power Commission, a Schedule C corporation, was formally the Northwest Territories Power Commission established in 1948 and now operates under the Northern Canada Power Commission Act.

The objective of the Commission is to provide utility services on a self-sustaining basis in the Northwest Territories, the Yukon Territory and, with the approval of the Governor in Council, at certain other locations in Canada.

2. Significant accounting policies

Property and equipment

Property and equipment, with the exception of those gifted to the Commission by Canada and others which have been recorded at nominal value, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct payments for goods and services, project costs include interest at current rates on funds used to finance construction during the construction period and a share of engineering and general administration which is directly attributable to the capital projects.

Gains or losses on disposal of property and equipment resulting from exceptional circumstances such as the disposal of assets which have not entered the production cycle, are written off against operations in the year losses are recognized. For normal retirements, the cost of assets retired less salvage proceeds is charged to accumulated depreciation with no gain or loss being reflected in operations.

Depreciation

Depreciation on property and equipment in service prior to March 31, 1977, financed by loans from Canada, excepting the Head Office building, is calculated as an amount equivalent to the principal portion of the repayment of the associated loan. The associated loans are being repaid by the annuity method over the estimated economic life of the assets. As described in Note 3, assets placed in service subsequent to March 31, 1977 are depreciated on a straight line basis. Straight line depreciation is charged over the estimated economic life of the Head Office building and on assets purchased from internally generated funds.

**NOTES AUX ETATS FINANCIERS
DU 31 MARS 1979**

1. Autorisation et objectif

La Commission d'énergie du Nord canadien, société figurant à la liste C, était auparavant la **Northwest Territories Power Commission** établie en 1948 et fonctionne actuellement en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien.

La Commission a pour objectif de fournir des services publics, sur une base d'auto-suffisance, aux Territoires du Nord-Ouest, au Territoire du Yukon et, avec l'approbation du gouverneur en conseil, à certains autres emplacements au Canada.

2. Conventions comptables importantes

Biens et matériel

Les biens et le matériel, à l'exception des éléments transférés à titre gratuit à la Commission par le Canada et d'autres qui ont été comptabilisés à leur valeur nominale, sont rapportés au prix coûtant moins l'amortissement accumulé. Les coûts des acquisitions, des améliorations et des remplacements majeurs sont capitalisés. Outre les paiements directs de biens et de services, le coût des projets comprend l'intérêt, au taux courant, sur les fonds utilisés pour financer les projets de construction pendant la construction et une partie des dépenses des services d'ingénierie et de l'administration générale qui sont directement imputables aux projets d'immobilisation.

Les gains réalisés ou les pertes subies lors de l'aliénation de biens et de matériel suite à des circonstances exceptionnelles, telle l'aliénation d'éléments d'actif qui ne sont pas entrés dans le cycle de production, sont déduits des opérations de l'exercice au cours duquel les pertes sont reconnues. Dans les radiations régulières, le coût des éléments d'actif radiés moins le produit récupéré est imputé à l'amortissement accumulé sans qu'il n'y ait de gain ou de perte inscrit à l'état de l'exploitation.

Amortissement

L'amortissement des biens et du matériel utilisés avant le 31 mars 1977 et financés au moyen d'emprunts auprès du Canada, à l'exception de l'immeuble du siège social, est calculé comme un montant équivalent au remboursement du capital de l'emprunt qui y est relié. Les emprunts connexes sont remboursés selon la méthode de l'amortissement à intérêt composé sur la durée économique prévue des biens. Tel que décrit dans la Note 3, les éléments d'actif utilisés après le 31 mars 1977 sont amortis selon la méthode linéaire. Pour ce qui est de l'immeuble du siège social et des éléments d'actif financés à même ses propres fonds, la Commission calcule l'amortissement selon la méthode linéaire sur la durée économique prévue des immobilisations.

3. Review of basis of depreciation and estimated useful life of fixed assets

During the year the Commission revised its depreciation policy and extended the estimated useful life of certain fixed assets. The straight line method of depreciation was adopted for assets financed by loans from Canada and brought into service after March 31, 1977. This change resulted in additional depreciation charges of \$256,000 in the year.

The following are the estimated economic lives of the principal classes of assets, as revised:

Hydroelectric plants	30-50 years
Diesel engines and associated equipment	10-15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20-30 years
Heating systems	20 years
Transmission and distribution systems	20-30 years
Office and general equipment	10-15 years
Motor vehicles	4 years

4. Loans from Canada

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest bearing loans from Canada. Interest at current rates is accrued during the course of construction of a project and added to the amount borrowed. The total loan, including accrued interest is repaid on terms and conditions as approved by Governor in Council.

During the year, the Commission received a working capital loan of \$7,500,000. Terms and conditions provide for principal repayment by ten equal annual instalments of \$750,000 without interest commencing on March 31, 1990. Interest at then current rates is applicable only to any instalment that becomes due and unpaid until the date of payment.

At March 31, 1979, loans for capital expenditures carried interest rates changing from 3.125% to 10.375% with a weighted average interest rate of 8.3%.

Loans due Canada mature as follows:

	Principal (thousands of dollars)
1980	\$ 4,541
1981	4,888
1982	4,932
1983	5,123
1984	5,505
1985 - 2010	169,381
	<hr/> 194,370
Deduct current portion	4,541
	<hr/> 189,829
Advance:	
Project investigation	50
	<hr/> <u>\$189,879</u>

3. Modifications apportées à l'amortissement et à la durée économique prévue des immobilisations

Au cours de l'exercice, la Commission a révisé sa méthode d'amortissement et a prolongé la durée économique prévue de certaines immobilisations. On a adopté la méthode d'amortissement linéaire pour tous les biens financés à même des emprunts du Canada et utilisés après le 31 mars 1977. Cette modification a augmenté de \$256,000 les dépenses d'amortissement de l'année.

Voici les prévisions relatives à la durée économique des principales catégories d'éléments d'actif:

Centrales hydro-électriques	30 à 50 ans
Moteurs diesel et matériel connexe	10 à 15 ans
Matériel d'entreposage et combustibles	20 ans
Edifices	20 à 30 ans
Systèmes de chauffage	20 ans
Réseaux de transmission et de distribution	20 à 30 ans
Matériel divers et de bureau	10 à 15 ans
Véhicules automobiles	4 ans

4. Emprunts auprès du Canada

La Commission reçoit du Canada des fonds pour ses immobilisations sous forme de prêts portant intérêt. L'intérêt, au taux courant, s'accumule pendant la durée de la construction d'un projet et est ajouté à la somme empruntée. Le prêt global comprenant l'intérêt couru est remboursé selon les conditions approuvées par le gouverneur en conseil.

Au cours de l'exercice, la Commission a reçu un prêt de \$7,500,000 pour son fonds du roulement. Les conditions prévoient le remboursement du capital en 10 versements annuels égaux de \$750,000 à compter du 31 mars 1990. L'intérêt au taux courant, est applicable à tout versement qui vient à échéance et qui reste impayé, jusqu'à la date du paiement.

Au 31 mars 1979, les emprunts pour immobilisations portaient intérêt à des taux variant de 3.125% à 10.375%, avec un taux d'intérêt moyen pondéré de 8.3%.

Les emprunts auprès du Canada viennent à échéance de la façon suivante:

	Capital (en milliers de dollars)
1980	\$ 4,541
1981	4,888
1982	4,932
1983	5,123
1984	5,505
1985 - 2010	169,381
	<hr/> 194,370
Déduire la portion venant à échéance dans l'exercice en cours	4,541
	<hr/> 189,829
Avance:	
Etude des sites de construction	50
	<hr/> <u>\$189,879</u>

5. Engineering and general administration

Engineering and general administration is net of amounts charged to capital and recoverable projects. Allocations to capital and recoverable projects in 1979 totalled \$879,000 and in 1978 amounted to \$996,000.

6. Cancelled projects

During the year the Commission charged to current operations the residual costs of the cancelled Snare Cascades hydro project of \$633,000 and recognized losses of \$134,000 on assets not put into production.

7. Interest expense

Interest expense is net of amounts charged to capital projects and interest earned from short-term investments. Capitalized interest charges were \$444,000 in 1979 and \$1,128,000 in 1978. Interest earned on short-term investments in 1979 amounted to \$702,000 and \$420,000 in 1978.

8. Contingent liabilities

Recognition of lawsuits against the Commission at March 31, 1979 has been made in the accounts in an amount which the Commission considers adequate to provide for any settlements which may arise out of such claims.

9. Commitments

Commitments for the completion of capital projects under construction and contractual obligations for services and equipment to be delivered were approximately \$2,100,000 at March 31, 1979.

10. Insurance

The Commission purchases catastrophe insurance on specified assets as protection against major losses up to \$6,500,000. Business liability insurance coverage is maintained in an amount considered necessary to provide adequate protection to the Commission. Other coverage in effect includes fleet, aircraft, airstrip, boiler and comprehensive general liability insurance. Special coverage for major projects under construction is purchased by the Commission or by its contractors if required by the Commission.

11. Anti-inflation Act

The Commission was designated as Level 1 supplier and was required to comply with the Anti-inflation Act and related regulations, which provided for the restraint of profit margins, dividends and employee compensation. The Commission complied with the legislation in every respect and submitted a final compliance report for the period ending December 31, 1978 to the Anti-inflation Board.

5. Administration générale et services d'ingénierie

Les frais d'administration générale et des services d'ingénierie sont diminués des sommes imputées aux projets d'immobilisation et aux projets recouvrables. Les sommes allouées aux projets d'immobilisation et aux projets recouvrables en 1979 ont atteint \$879,000; ils s'élevaient à \$996,000 en 1978.

6. Projets annulés

Au cours de l'exercice la Commission a imputé aux opérations courantes les coûts résiduels de \$633,000 du projet hydro-électrique Snare Cascades qui a été annulé et a accusé une perte de \$134,000 au titre de biens non compris dans la production.

7. Frais d'intérêt

Les frais d'intérêt sont diminués des sommes imputées aux projets d'immobilisations et de l'intérêt provenant de placements à court terme. Les frais d'intérêt capitalisés ont été de \$444,000 en 1979 et de \$1,128,000 en 1978. L'intérêt provenant de placements à court terme en 1979 ont été de \$702,000 et de \$420,000 en 1978.

8. Passif éventuel

Des poursuites intentées contre la Commission au 31 mars 1979 ont été prises en considération en comptabilisant une somme que la Commission estime suffisante pour régler toute réclamation qui pourrait en résulter.

9. Engagements

Les engagements concernant l'achèvement des travaux d'immobilisations en cours et concernant les services rendus et l'équipement devant être livré, se chiffraient à environ \$2,100,000 au 31 mars 1979.

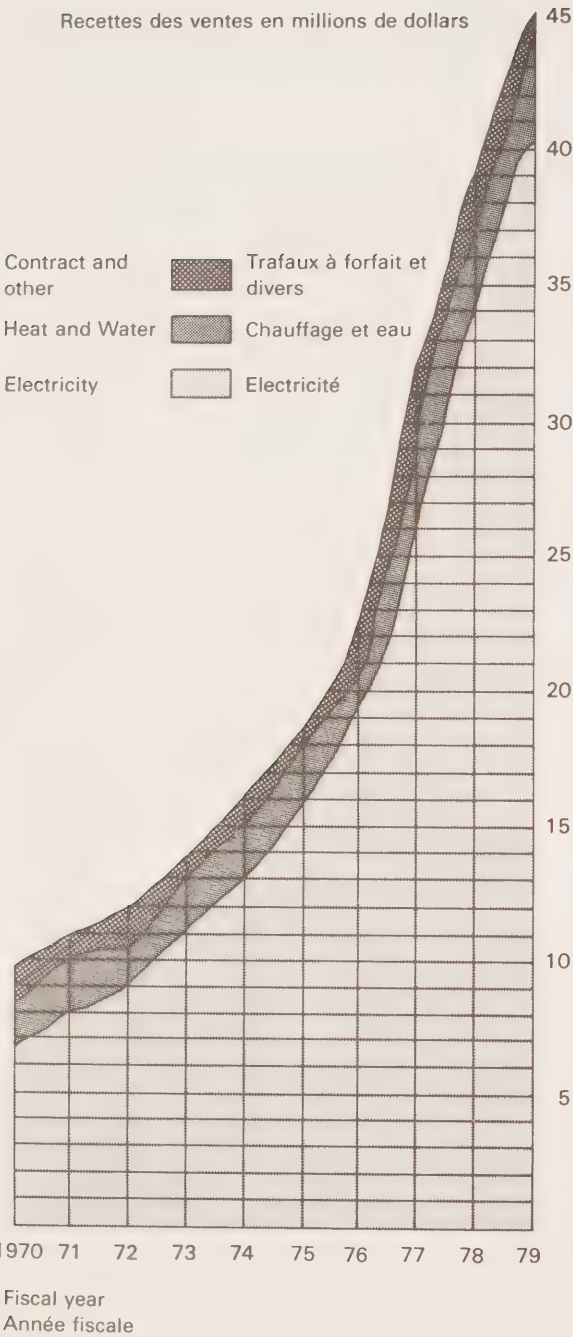
10. Assurance

La Commission achète une assurance de catastrophe à l'égard de biens spécifiés en guise de protection contre des pertes importantes allant jusqu'à \$6,500,000. Il existe une assurance de responsabilité commerciale d'un montant jugé nécessaire pour protéger convenablement la Commission. La flotte, les aéronefs, la piste d'atterrissage et la chaudière sont protégés et il existe une assurance de responsabilité générale tous risques. La Commission ou les entrepreneurs, si la Commission les oblige à le faire, achètent une assurance spéciale visant les travaux principaux en cours.

11. Loi anti-inflation

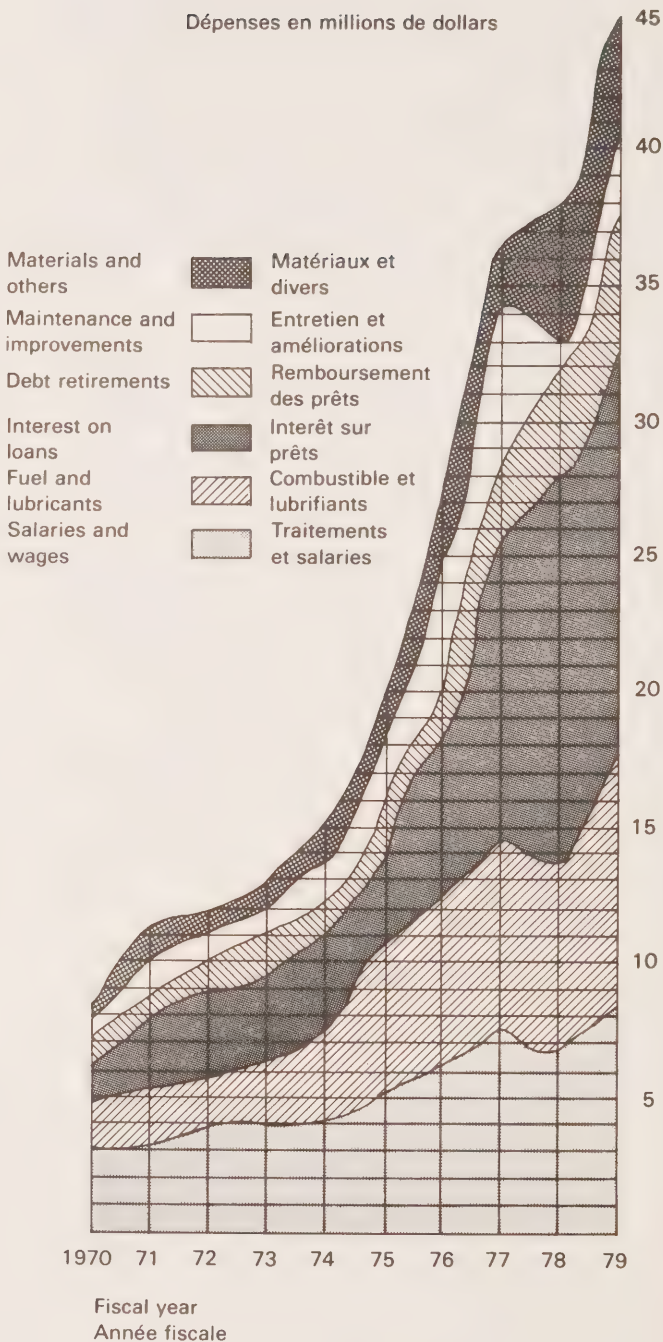
La Commission a été désignée fournisseur de niveau 1 et est tenue de se conformer à la Loi anti-inflation et aux règlements connexes ayant pour objet de limiter les marges bénéficiaires, les dividendes et les rémunérations. La Commission s'est conformée à la loi à tout point de vue et a présenté à la Commission anti-inflation un rapport final de conformité pour la période se terminant le 31 décembre 1978.

REVENUE AND EXPENDITURES



Revenue from Sales in \$ millions

REVENUS ET DEPENSES



Expenditure in \$ millions

OPERATING STATISTICS										RESUME STATISTIQUE									
Year Ended 31 March										Année terminée 31 mars									
GENERAL DATA										DONNES GENERALES									
No. of Operations										Nombre de centrales en exploitation									
No. of Employees																			
ELECTRIC POWER										ENERGIE ELECTRIQUE									
Installed Capacity (kw in thousands)										Capacité de production (en milliers de kW)									
Hydro										Hydraulique									
Thermal										Thermique									
TOTAL										TOTAL									
NET PEAK LOAD (kw in thousands)										CHARGE DE POINTE NETTE (en milliers de kW)									
Generation										Production									
(kwh in millions)										(en milliers de kW)									
Hydro										Hydraulique									
Thermal										Thermique									
TOTAL										TOTAL									
Sales (kwh in millions)										Ventes (en millions de kWh)									
HEAT AND WATER										CHALEUR ET EAU									
Heat Sales (BTU's in billions)										Ventes d'énergie calorifique (en milliards de BTU)									
Water Sales (Gals. in millions)										Ventes d'eau (en millions de gallons)									
FINANCIAL (millions of dollars)										FINANCES (en millions de dollars)									
Gross Revenue										Revenu brut									
Operating Expense										Dépenses d'exploitation									
Debt Retirement										Remboursement de capital									
Interest										Intérêt									
Net Income (Loss)										Revenu net (Perte nette)									
Contingency										Réserve pour imprévus									
Surplus (Deficit)										Surplus (Déficit)									
GROSS INVESTMENT (millions of dollars)										INVESTISSEMENTS BRUTS (en millions de dollars)									

**STATEMENT OF INCOME
BY RATE ZONE FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1979**

(in thousands of dollars)

Income

Sale of power
Sale of heat
Other

\$28,524
3,934
714
33,172

\$10,885
11
252
11,148

\$152
—
6
158

\$39,561
3,945
972
44,478

Expense

Operation and Maintenance
Engineering and general administration
Depreciation
Amortization of deferred charges
Asset disposal and project cancellations

18,238
1,843
3,164
75
726
24,046

3,358
747
1,286
6
40
5,437

157
14
10
—
1
182

21,753
2,604
4,460
81
767
29,665

Net Income before interest expense

9,126

5,711

(24)

14,813

Interest Expense

9,082

5,785

10

14,877

Net Income (loss) for the year

\$

44

\$ (74)

\$ (34)

\$ (64)

**ETAT DES REVENUS DEPENSES PAR ZONES
TARIFAIRES POUR L'ANNEE TERMINEE LE
31 MARS 1979**

(en milliers de dollars)

Recettes

Ventes d'électricité
Ventes de chaleur
Divers

\$28,524
3,934
714
33,172

\$10,885
11
252
11,148

\$152
—
6
158

\$39,561
3,945
972
44,478

Dépenses

Frais d'exploitation et d'entretien
Administration et services techniques
Amortissements
Amortissement des frais reportés
Disposition de possessions (avoir) et projet de cancellations

18,238
1,843
3,164
75
726
24,046

3,358
747
1,286
6
40
5,437

157
14
10
—
1
182

21,753
2,604
4,460
81
767
29,665

Revenu net avant dépenses d'intérêts

9,126

5,711

(24)

14,813

Dépenses d'intérêts

9,082

5,785

10

14,877

Revenue net (perte nette) de l'année

\$

44

\$ (74)

\$ (34)

\$ (64)

ANALYSIS OF ELECTRICITY SALES
Year Ended March 31, 1979

ANALYSE DES VENTES D'ELECTRICITE
Année terminée le 31 mars, 1979

	N.W.T. - T.N.-O.		Y.T. - T.Y.		OTHER - AUTRES	
	Million KWH Millions de kWh	Average ¢ per KWH Moyen ¢ par kWh	Million KWH Millions de kWh	Average ¢ per KWH Moyen ¢ par kWh	Million KWH Millions de kWh	Average ¢ per KWH Moyen ¢ par kWh
	\$ 000		\$ 000		\$ 000	
Wholesale	3,940	5.13	5,462	3.15	—	—
Industrial	4,948	3.34	4,193	3.55	—	—
Residential	9,452	14.41	482	4.87	37	9.64
Commercial	9,915	14.71	731	7.86	113	17.25
Street Lighting	269	15.73	17	8.06	2	7.63
TOTAL	28,524	7.93	10,885	3.50	152	14.24
			311.1	3.50	1.1	14.24

CAPITAL INVESTMENT (\$000)

Investment per \$ revenue
Investment per KWH sold

\$119,929
4.20
.33

INVESTISSEMENT CAPITAL (\$000)

Investissement par \$ revenue
Investissement par kWh vendu

\$256
1.68
.23

CAI
NØ
- A56

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN



32e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1980

32nd ANNUAL REVIEW
Year ended 31 March, 1980

32nd ANNUAL REVIEW

For the Year Ended
March 31st, 1980

32e REVUE ANNUELLE

Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1980

TABLE OF CONTENTS

TABLE DES MATIERES

Business of the Commission	2	Fonctions et pouvoirs de la Commission
Areas Served	3	Régions desservies
Commission Members, Officers and Regional Offices	4	Membres, officiers, bureaux régionaux
Foreword	5	Avant-propos
Operations	6	Exploitations
Report of the Auditor General	16	Rapport de l'auditeur général
Financial Statements	17-20	Etats financiers
Statement of Operations	24	Etat de l'exploitation
Analysis of Electricity Sales	25	Analyse des ventes d'électricité
Operating Statistics	26	Resumé statistique
Graphs	27	Graphs
Summary of Financial Statistics	28-29	Sommaire des statistiques
Map	30	Carte

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

The Commission is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories. Heat, water and sewerage service utilities are operated at Inuvik, N.W.T. Wholesale heat supply is provided to the Northwest Territorial Government for distribution at Frobisher Bay.

The Commission's Head Office is located at Edmonton, Alberta. Regional offices are located in the Territorial capitals of Yellowknife, Northwest Territories and Whitehorse, Yukon Territory.

It is a requirement of the Authorizing Act that operations of the Commission shall be self sustaining within each rate zone as defined in the Act. Consequently, rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest and principal payments on loans made to the Commission, operating, maintenance, administrative and all other expenses, and contingency allowances.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission s'occupe de planification de construction et de gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et sous réserve de l'approbation du gouverneur-général en conseil, d'entreprendre ces mêmes travaux ailleurs au Canada.

La Commission est le principal producteur d'électricité au nord du 60ème parallèle et elle exploite les principaux réseaux de lignes à haute tension au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. C'est à Inuvik, T.N.O. que fonctionnent les systèmes d'égouts, de chauffage et d'eau. Aussi, la Commission fournit un service de chauffage en gros au Gouvernement Territorial pour être distribué à Frobisher Bay.

Le siège social de La Commission se situe à Edmonton, Alberta. Il y a aussi des bureaux régionaux à Yellowknife, capitale des Territoires du Nord Ouest et à Whitehorse, capitale du Yukon.

Selon la Loi mandant la Commission, il est obligatoire que son exploitation soit financièrement autonome à l'intérieur de chacune des zones tarifaires telles que définies par la Loi. Par conséquent, les tarifs demandés pour les services publics doivent fournir un revenu suffisant pour permettre à la Commission de s'acquitter des paiements capital-intérêts sur les emprunts accordés à la Commission, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification du vérificateur général du Canada.

AREAS SERVED**REGIONS DESSERVIES****ELECTRICITY**

Generation, transmission and/or distribution electricity at:

Northwest Territories:

Aklavik, Arctic Bay, Arctic Red River, Baker Lake, Broughton Island, Cambridge Bay, Cape Dorset, Chesterfield Inlet, Clyde, Coppermine, Coral Harbour, Detah, Edzo, Eskimo Point, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Frobisher Bay, Gjoa Haven, Grise Fiord, Hall Beach, Holman Island, Igloolik, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Lake Harbour, Nahanni Butte, Norman Wells, Pangnirtung, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Pond Inlet, Rae, Rankin Inlet, Repulse Bay, Resolute, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Whale Cove, Wrigley, Yellowknife.

Yukon Territory:

Dawson, Elsa, Faro, Johnsons Crossing, Mayo, Whitehorse

British Columbia:

Field

ELECTRICITE

Production, transport, distribution d'énergie électrique:

Territoires du Nord-Ouest:**Territoire du Yukon:****Colombie-Britannique:****CENTRAL HEATING**

Generation of heat at:

Northwest Territories

Inuvik, Frobisher Bay

CHAUFFAGE CENTRAL

Production calorifique:

Territoire du Nord-Ouest**WATER AND SEWERAGE****Northwest Territories:**

Inuvik

EAU ET EGOUT**Territoires du Nord-Ouest:****CONTRACT WORK**

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

TRAVAUX A FORFAIT

La Commission exploite les usines de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. De plus, la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, comprenant à l'occasion, des travaux d'aménagement et de construction à divers emplacements, pour divers ministères et autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

HEAD OFFICE:

7909 - 51 Avenue, Edmonton
P.O. Box 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

MEMBERS OF THE COMMISSION:

James Smith — Chairman
A. Digby Hunt — Member
Donald M. Stewart — Member

OFFICERS:

James Smith — Chief Executive
Officer
Joseph Long — General Manager
Bruce G. Christie — Assistant General
Manager, Corporate
and Public Affairs
John D. Allan — Assistant General
Manager, Operations
and Engineering
Roger A. Phillips — Comptroller

REGIONAL OFFICES:

Anthony Yewchuk — Regional Manager
Yukon Territory
P.O. Box 4278
Whitehorse, Y.T.
Y1A 1H8
(403) 667-4814
Phillip E. Johnson — Regional Operations
Administrator
Northwest Territories
P.O. Box 1860
Yellowknife, N.W.T.
X1A 2P4
(403) 873-4051

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

SIEGE SOCIAL:

7909, 51ème avenue, Edmonton
C.P. 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

MEMBRES DE LA COMMISSION:

James Smith — président
A. Digby Hunt — membre
Donald M. Stewart — membre

OFFICIERS:

James Smith — principal exécutif
officier
Joseph Long — directeur général
Bruce G. Christie — directeur général-
adjoint, affaires
sociales et public
John D. Allan — directeur général-
adjoint, exploitation
et d'ingénieur
Roger A. Phillips — contrôleur

BUREAUX REGIONAUX:

Anthony Yewchuk — directeur régional
Territoire du Yukon
C.P. 4278
Whitehorse, T.Y.
Y1A 1H8
(403) 667-4814
Phillip E. Johnson — Administrateur ex-
ploitation régional
Territoires du Nord
Ouest
C.P. 1860
Yellowknife, T.N.-O.
X1A 2P4
(403) 873-4051

FOREWORD

The Commission's 32nd Annual Review discloses a reduced growth trend typical of that experienced by other Canadian electrical utilities. Economic slowdown and energy conservation measures have reduced the historical electrical growth pattern of the 1970's. While the economic growth potential of the Canadian North is enormous, there is strong indication of modest increases in electrical energy consumption over the next several years.

In recent years, capital additions have been made to meet realizable load increases. As a result of providing only for mandatory generation expansion, the Commission is not burdened with debt related to excess capacity or deferred capital projects. Industrial consumers requesting significant increases in electrical capacity are required to enter contractual arrangements whereby the additional cost of the service is recovered.

System electrical generation increased 12,696,000 kWh or 2%. Sales totalled 685,298,000 kWh, a 2% increase over the prior year's sales level. By consumer classification, industrial sales increased 3.5%, wholesale 0.5%, domestic 2.0% and commercial consumption by 1.5%. The non-coincident peak load decreased to 131,442 kW from 135,055 kW. Minimal system growth is forecast for the next five years.

Net income of \$9,000 was realized on the year's operations. Unanticipated engine maintenance, primarily at Inuvik, N.W.T. resulted in a reduction of expected net income. As a result of insignificant load growth, capital expenditures were at a minimal level which realized further improvement in the reduction of the capital debt to revenue ratio.

Through Federal Government funding of \$1.0 M in 1979/80, hydro investigations were carried out at several potential sites in the Yukon Territory. The Commission has recommended the continuation of these studies in the next fiscal year. Upon the approval of the program, \$2.15 M could be made available in 1980/81.

AVANT-PROPOS

La 32e Revue de la Commission révèle une réduction dans son accroissement, ce qui semble d'ailleurs être une tendance typique de tous les autres services utilitaires canadiens. Le ralentissement économique et les mesures de conservation préconisées ont de beaucoup diminué la courbe d'accroissement électrique remarquable des années '70. Bien que le potentiel d'expansion économique du Nord canadien soit impressionnant, il n'en reste pas moins qu'il s'avère fortement que les augmentations dans la consommation de l'énergie électrique sont plutôt modestes depuis les quelques dernières années.

Au cours de ces dernières années, des additions substantielles ont été effectuées pour satisfaire aux augmentations raisonnables dans les taux de charge. En pourvoyant uniquement aux augmentations d'énergie électrique les plus urgentes, il en résulte que la Commission n'a pas à supporter le fardeau de dettes se relatant à l'excès de capacité et de projets capitaux en suspens. Les consommateurs industriels qui réclament des augmentations considérables d'énergie électrique sont requis de contracter des arrangements tels que le coût additionnel du service est récupéré.

Le système de distribution d'énergie électrique a augmenté de 12,696,000 kWh, soit 2 p.c. Les ventes se totalisent à 685,298,000 kWh, soit une augmentation de 2 p.c. sur les niveaux de vente de l'année précédente. Selon la classification des consommateurs, les ventes industrielles ont augmenté de 3.5 p.c., en gros de 0.5 p.c., domestiques de 2.0 p.c. et la consommation commerciale de 1.5 p.c. Le taux de charge maximum non-coincidentel a diminué à 131,442, kW de 135,055 kW. On prévoit au cours des cinq prochaines années, un système d'expansion minimal.

Un revenu net de \$9,000 a été réalisé dans les opérations de cette année. Des frais d'entretien de moteur non-prévus, à Inuvik, T.N.O. sont la cause d'une réduction dans le revenu anticipé. Les dépenses capitales ont été maintenues à un niveau minimum à cause d'une augmentation peu importante dans le taux de charge, ce qui a amélioré la réduction de la dette capitale proportionnellement au revenu.

Grâce à un octroi du Gouvernement fédéral de \$1.0 M en 1979-80, des investigations hydrauliques ont été effectuées dans plusieurs sites de services dans le Territoire du Yukon. La Commission a recommandé la continuation de ces investigations au cours de la prochaine année d'exercice. Si le programme est ratifié, \$2.15 M seront mis à sa disposition au cours de 1980-81.

With diesel generation providing a large portion of the electrical sales output, the escalating price of fuel oil is becoming a major concern. As the anticipated cost of fuel moves toward world pricing, the cost of thermal generation will become an increasingly crucial expense factor in the delivery of electrical energy. Minimal system growth will not provide a cushion to reduce the effect of fuel price increases. These must be eventually passed directly to the consumer. Implementation of the Federal Support Program in November 1978 has provided assistance to eligible domestic consumers in the two Territories. The program reduces the cost of the first 700 kWh of consumption per month to the average rate for similar consumption in the Territorial capitals of Whitehorse and Yellowknife.

Through loyalty and hard work, Commission employees provided essential services during the past year. The Commission recognizes and appreciates this effort on the part of its employees and looks forward with confidence to future challenges.

During 1979/80, the Commission reluctantly accepted the resignations of Board members John W. Beaver and Peter W. Jenkins. The contribution of these former members is gratefully acknowledged. Appointments to fill the two Board positions had not been completed at fiscal year end.

OPERATIONS SERVICE AREA

North of the 60th parallel, the sphere of operations encompasses a surface area of 3,885,000 square kilometres. The service area ranges from Dawson City in the north central Yukon; eastward through the Northwest Territories to Frobisher Bay on Baffin Island and northward to Grise Fiord, located 1,524 kilometres from the North Pole.

In the Yukon Territory, the Commission directly serves the communities of Faro, Johnsons Crossing, Mayo and Dawson City. Electrical energy is supplied wholesale for local distribution in Whitehorse, Haines Junction, Ross River, Carmacks and at Keno City. Completion of the transmission line to Constabulary Beach further extended electrical service in the Whitehorse area.

Comme la génération diesel constitue une grande portion des ventes de l'électricité, l'escalade des prix du pétrole constitue une source de préoccupation plutôt sérieuse. Comme le coût de l'huile fluctue vers le prix mondial, le coût de la génération thermique deviendra un facteur de dépense critique dans la distribution de l'énergie électrique. Un système d'accroissement ne s'avèrera pas un amortisseur pouvant réduire l'effet des augmentations dans le prix du pétrole. Ces dépenses devront donc éventuellement être transmises au consommateur. La mise sur pied du programme d'Assistance fédérale, en novembre 1978, a pu aider les consommateurs domestiques éligibles dans les deux territoires. Le programme réduit le coût des premiers 700 kWh de consommation par mois, au coût normal de la consommation dans les capitales territoriales de Whitehorse et Yellowknife.

Grâce à leur loyauté et à leur travail ardu, les employés de la Commission ont assuré les services essentiels au cours de l'année qui vient de s'écouler. La Commission reconnaît et apprécie cet effort de la part de ses employés et se sent en mesure de faire face en toute confiance à tous les défis que lui réserve l'avenir.

Durant 1979-80, la Commission a accepté avec beaucoup de regret les démissions de MM. John W. Beaver et Peter W. Jenkins, tous deux membres du Conseil. La Commission leur est très reconnaissante de leur contribution au cours de leur mandat. Les convocations afin de combler ces deux postes n'étaient pas encore publiées à la fin de l'année d'exercice.

AIRE D'OPERATIONS DE SERVICE

Au nord du 60^e parallèle, la zone d'opérations se constitue d'une superficie de 3,885,000 kilomètres carrés. La zone de service se range de Dawson City, dans le nord central du Yukon; à l'est, à travers les Territoires du Nord-Ouest, jusqu'à Frobisher Bay, sur la Terre de Baffin, et au nord, jusqu'à Grise Fiord, situé à 1,524 kilomètres du Pôle Nord.

Dans le Territoire du Yukon, la Commission dessert les communautés de Faro, Johnsons Crossing, Mayo et Dawson City. L'énergie électrique est distribuée au prix de gros pour distribution locale à Whitehorse et à Keno City. L'achèvement de la ligne de transmission à Constabulary Beach, a permis l'extension du service électrique dans la région de Whitehorse.

Centres directly served in the Northwest Territories include Fort Smith, Pine Point, Fort Simpson, Norman Wells and Inuvik in the Western Region, Resolute and Cambridge Bay in the Central Arctic and the communities of Rankin Inlet and Frobisher Bay in the Eastern Arctic Region. Altogether in the Northwest Territories, electrical service is provided to 49 communities, including wholesale electrical supply for distribution in the City of Yellowknife. Retail heat, water and sewerage services are made available in Inuvik. At Frobisher Bay, wholesale heat is produced for the Government of the Northwest Territories who operate the distribution system in the community.

GENERATION SYSTEM

With the decreasing demand for electrical energy, overall system generating capacity was not increased during the year. The majority of the work carried out related to upgrading of service, engine replacements and older equipment not worthy of rehabilitation removed from service.

Diesel generating capacity was increased at Pelly Bay (220 kW), Gjoa Haven (150 kW), Fort Franklin (300 kW), Fort Norman (300 kW), Holman Island (150 kW), Paulatuk (60 kW), Cape Dorset (300 kW), Pond Inlet (600 kW), Arctic Red River (80 kW) and 400 kW at Arctic Bay, N.W.T. At year end, installed capacity totalled 244 MW, representing 102 MW in available hydro generating capacity and 142 MW in thermal capacity. 56 MW of hydro capacity and 30 MW of thermal capacity is located in the Yukon Territory, 46 MW hydro capacity and 111 MW of thermal generation situated in the Northwest Territories, and 1 MW of thermal generation in service at Field, British Columbia.

GENERATION

Electrical generation in 1979/80 totalled 760,146,000 kWh, an increase of 12,696,000 kWh or 2% over the prior year's output of 747,450,000 kWh. During the year 584,541,000 kWh were produced from hydro electric facilities and 175,605,000 kWh from thermal installations. By rate zone, 414,296,000 kWh

Les centres qui sont directement desservis dans les Territoires du Nord-Ouest comprennent Fort Smith, Pine Point, Fort Simpson, Norman Wells et Inuvik dans la région septentrionale, Resolute Bay et Cambridge Bay dans l'Arctique central et les communautés de Rankin Inlet et Frobisher Bay dans la région arctique orientale. Somme toute dans les Territoires du Nord-Ouest, le service électrique est disponible dans 49 communautés, y compris l'approvisionnement électrique en gros pour fins de distribution à Yellowknife. Les services de chauffage, d'eau et d'égoût sont disponibles à Inuvik, au détail. A Frobisher Bay, le chauffage en gros est produit pour le Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, lequel opère le système de distribution dans la communauté.

LE SYSTEME DE GENERATION

A cause d'une diminution de la demande d'énergie électrique, la capacité du système de génération n'a pas été augmentée durant l'année. La majorité des travaux effectués, le furent soit pour améliorer le service, soit pour remplacer des moteurs ou de l'équipement désuet qui ne valait pas la peine d'être réparé et qu'on a supprimé du service.

La capacité génératrice diesel a été augmentée à Pelly Bay (220 kW), Gjoa Haven (150 kW), Fort Franklin (300 kW), Fort Norman (300 kW), Holman Island (150 kW), Paulatuk (60 kW), Cape Dorset (300 kW), Pond Inlet (600 kW), Arctic Red River (80 kW) et 400 kW à Arctic Bay, T.N.O. A la fin de l'année, la capacité génératrice se totalisait à 244 kW, ce qui représente 102 MW en capacité génératrice hydraulique disponible et 142 MW en capacité thermique 56 MW de capacité hydraulique et 30 MW de capacité thermique se trouvent dans le Territoire du Yukon, 46 MW de capacité hydraulique et 111 MW de capacité thermique se trouvent dans les Territoires du Nord Ouest et 1 MW de génération thermique en service, à Field, Colombie britannique.

GENERATION

La génération électrique en 1979-80 se totalisait à 760,146,000 kWh, ce qui constitue une augmentation de 12,696,000 kWh ou 2 p.c. sur le rendement de 747,450,000 kWh de l'année précédente. Au cours de l'année, 584,541,000 kWh furent produits des facilités hydroélectriques et 175,605,000 kWh des installations thermales. Par zone d'évaluation 414,296,000 kWh furent distribués dans les

were generated in the Northwest Territories, 344,639,000 kWh in the Yukon Territory and 1,211,000 kWh at Field, B.C.

Electrical sales in kWh totalled 363,298,000 in the Northwest Territories, an increase of 1% in comparison to 1978/79 sales of 359,419,000 kWh. In the Yukon, sales of 320,922,000 kWh represent an increase of 3% over the prior year's level of 311,111,000 kWh. The non-coincidental peak load in the Northwest Territories was 69,323 kW and 61,869 kW in the Yukon Territory. Peak load decreased 5% in the Northwest Territories and increased 0.3% in the Yukon Territory. The non-coincidental peak load on all operations was 131,442 kW, a decrease of 3% from the previous year's peak load of 135,055 kW.

STORAGE CAPACITY

Fuel storage capacity was increased with the addition of 91,000 litre fuel tanks at Arctic Bay and Paulatuk, N.W.T. Two 91,000 litre fuel tanks were delivered for installation at Frobisher Bay in 1980/81. Total fuel storage in place amounts to 82,250,000 litres providing a fuel capacity for yearly operations and appropriate reserve quantities for safety of supply purposes.

Where appropriate, the Commission conducts arrangements with the Northwest Territorial Government and other governmental agencies to ensure adequate storage capacity and reserve oil requirements. Significant oil resupply is arranged through the procuring arm of the NWT Government to effect common deliveries and to obtain economic fuel pricing and freight rates.

SYSTEM EXTENSION

Distribution line extensions totalling 26 km were constructed by the Commission during the year. In the Northwest Territories, major

Territoires du Nord-Ouest, 344,639,000 kWh dans le Territoire du Yukon et 1,211,000 kWh à Field, C.B.

Les ventes d'électricité en kWh se totalisaient à 363,298,000 kWh dans les Territoires du Nord-Ouest, ce qui signifie une augmentation de 1 p.c. comparativement aux ventes de 1978-79 qui se chiffraient à 359,419,000 kWh. Dans le Territoire du Yukon, les ventes se chiffraient à 320,922,000 kWh représentant une augmentation de 3 p.c. comparativement au niveau de l'année précédente, lequel se totalisait à 311,111,000 kWh. Le taux de charge maximum non-coïncidentel dans les Territoires du Nord-Ouest était de 69,323 kW et 61,869 kW dans le Territoire du Yukon. Le taux de charge maximum a diminué de 5 p.c. dans les Territoires du Nord-Ouest et augmenté de 0.3 p.c. dans le Territoire du Yukon. Le taux de charge maximum non-coïncidentel de toutes les opérations se chiffrait à 131,442 kW, une diminution de 3 p.c. du taux de charge maximum de l'année précédente, qui était de 135,055 kW.

CAPACITE D'ENTREPOSAGE

La capacité d'entreposage du combustible a été augmentée avec l'addition de citernes contenant 91,000 litres de combustible à Arctic Bay et Paulatuk, T.N.O. Deux citernes de 91,000 litres de combustible furent livrées pour installation à Frobisher Bay en 1980-81. L'emménagement total du combustible en place se chiffre à 82,250,000 litres fournissant une capacité combustible suffisante pour les opérations de l'année et des quantités de réserve également suffisantes pour assurer une sécurité d'approvisionnement.

Là où il se devait, la Commission a pris des arrangements avec le Gouvernement territorial du Nord-Ouest et d'autres agences gouvernementales afin de s'assurer des facilités d'entreposage adéquates et des réserves d'huile nécessaires. Des réapprovisionnement de haute portée ont été prévus par l'entremise du Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest afin d'effectuer les livraisons ordinaires et obtenir des prix avantageux pour le pétrole et les taux de fret.

SYSTEME D'EXTENSION

Des extensions de lignes de distribution se chiffrant à 26 km ont été construites par la Commission pendant l'année. Dans les Territoires du Nord-Ouest, les extensions princi-

overhead extensions were completed at Chesterfield Inlet, Broughton Island, Spence Bay and Fort Good Hope. At Fort Smith, 1.5 km of underground electrical system was installed to service new home construction. Extensive line maintenance programs were carried out at Fort McPherson, Eskimo Point, Fort Resolution and in the Yellowknife area. To accommodate a new 115 kV circuit breaker, extensive modifications were made to the Pine Point substation. On the Pine Point-Taltson system, a breaker transfer scheme was implemented as well as installation of multiple metering to record the mine's industrial load.

By request, where alternative resources are not available, agreements are entered into with various consumers at their expense to provide service requirements beyond normal service extensions. Under these arrangements, \$525,000 in line extension work was carried out by the Operations Department. Electrical service was provided to community water pumping stations, telestat communications links, navigational aids, fuel storage tank farms and several isolated airstrips.

HYDRO MANAGEMENT

The water management program for the Yellowknife/Snare and Whitehorse systems continued during the year. Seasonal flow projections for the Snare, Aishihik and Yukon Rivers were conducted using probabilities analyses and other conventional hydrologic techniques. Water reservoir forecasts were developed to permit optimum water use by means of selective generator scheduling to maximize efficient water use.

Snare River runoff during the year closely approximated the long term mean. As a result, the water available for hydro generation was sufficient to meet system requirements and only a small amount of diesel peaking generation was required. A survey was conducted at the Snare Rapids plant to determine the bypass capabilities of the No. 5B spillway. In the case of an emergency at the plant during low reservoir levels, bypass measures may be necessary to provide water flows to the lower Snare Falls and Snare Forks plants on the river. The survey confirmed the ability of the

pales ont été complétées à Chesterfield Inlet, Broughton Island, Spence Bay, et Fort Good Hope. A Fort Smith, 1.5 km de système électrique souterrain a été installé pour desservir la construction d'une maison. Des programmes importants d'entretien de lignes ont été effectués à Fort McPherson, Eskimo Point, Fort Resolution et dans la région de Yellowknife. Afin d'accueillir un nouveau coupe-circuit de 115 kV, d'importantes modifications ont été faites à la sous-centrale de Pine Point. Au système Pine Point-Taltson, une combinaison de transfer interrupteur a été inaugurée de même qu'une installation de compteur multiple afin d'enregistrer le taux de charge industriel de la mine.

Sur demande, où les ressources alternatives ne sont pas disponibles, des ententes ont été conclues avec plusieurs consommateurs, à leurs frais, afin de fournir les services requis au-delà des extensions de service normal. D'après ces ententes, des travaux d'extension de lignes pour une valeur de \$525,000 ont été effectués par le département des exploitations. Le service électrique a été fourni aux centrales hydrauliques de la communauté, les relais de communications telestats, les aides de navigation, les fermes d'entreposage de citernes d'huile et plusieurs pistes d'envol isolées.

GESTION HYDRAULIQUE

Le programme de gestion hydraulique pour les systèmes de Yellowknife/Snare et Whitehorse s'est poursuivi durant l'année. Les projections du débit saisonnier des rivières Snare, Aishihik et Yukon ont été faites d'après les analyses de probabilités et autres techniques hydrologiques conventionnelles. Des réservoirs d'eau ont été installés afin de s'assurer de l'utilisation optimum d'eau au moyen d'un générateur sélectif cédulé afin d'en maximiser l'utilisation efficace.

Le courant de la rivière Snare s'est maintenu presque toute l'année à la moyenne voulue. Comme résultat, l'eau qui a alimenté la génératrice hydraulique a été suffisante pour répondre aux besoins du système et seulement une quantité minime de génération diesel a été requise au moment du taux de charge maximum. Une étude a été effectuée à la centrale de Snare Rapids afin de déterminer les possibilités de détournement du déversoir No. 5B. En cas d'urgence, à la centrale, alors que le réservoir est à son plus bas niveau, des mesures de détournement peuvent être nécessaires pour fournir le flux requis par les centrales de Snare Falls et de Snare Forks. L'étude a confirmé

spillway to permit the necessary bypass water flows. At Taltson, water inflows were adequate to support full generating capability and an output of 149,244,000 kWh of electrical energy was generated during the year.

Yukon River flows were above the long term average. The Aishihik River had an average annual runoff with an above average runoff in the period December through to March. 276,274,000 kWh of hydro energy and 27,758,000 kWh of diesel energy were generated in the Whitehorse/Aishihik system. In order to dampen the impact of the annual flooding resulting from spring runoffs into the Marsh Lake reservoir, a spill program was commenced in March 1980 to draw Marsh Lake down to near licensed supply level. At the Mayo hydro plant, there were ample watershed inflows to support full plant production year-round.

ENERGY CONSERVATION

Residual heat recovery systems continued to operate effectively supplying building heat to installations at Igloolik and Cambridge Bay, N.W.T. At Dawson City, Y.T. revisions to the generating facilities were completed to provide upgraded residual jacket water heating for the community's potable water supply.

The Commission continued to investigate energy conservation practices and their possible application to system operations. For consumer reference, information related to energy conservation measures was provided with utility accounts invoiced. At Whitehorse, the Commission participated with the Yukon Government in a public information forum including a display and demonstration of energy conservation methods. Information exchanges and meetings were held with officials of the Northwest Territories Office of Energy Conservation to coordinate efforts and implement conservation programs. Ongoing discussions were held with representatives of the Northwest Territories Department of Public Works for the expansion of heat recovery systems to various northern communities.

que le déversoir serait en mesure de fournir les détournements d'eau nécessaires, si besoin y était. A Taltson, les courants sont suffisants pour permettre une génération à pleine capacité et fournir un total de 149,244,000 kWh d'énergie électrique pendant l'année.

Le courant de la rivière Yukon s'est maintenu bien au-dessus de la moyenne anticipée à long terme. Le courant de la rivière Aishihik s'est maintenu à la normale au cours de l'année pour s'amplifier de décembre à mars. 276,274,000 kWh d'énergie hydraulique et 27,758,000 kWh d'énergie diesel ont été générés dans le système Whitehorse/Aishihik. Afin de palier à l'inondation annuelle résultant des écoulements dans le réservoir du lac Marsh, un programme de déversement a été mis sur pied en mars 1980 afin de permettre de maintenir le niveau d'approvisionnement licencié aussi près que possible à lac Marsh. A la centrale hydraulique de Mayo, il y avait suffisamment d'eaux affluentes des réservoirs pour maintenir pleinement la production de la centrale, l'année durant.

CONSERVATION ENERGETIQUE

Les systèmes de récupération de chaleur résiduelle ont fourni efficacement la chaleur aux installations de Igloolik et Cambridge Bay, T.N.O. Les révisions entreprises aux facilités génératrices de Dawson City, T.Y. ont été complétées pour permettre de fournir la chaleur provenant du système de chemise d'eau résiduel amélioré pour l'approvisionnement de l'eau potable de la communauté.

La Commission continue toujours d'effectuer des recherches concernant les moyens de conservation d'énergie et leur application possible aux opérations du système. Dans le but d'informer le consommateur, des renseignements concernant les différentes façons d'économiser l'énergie furent inclus avec les factures. A Whitehorse, la Commission a participé avec le Gouvernement du Yukon à une session publique d'information (genre forum) laquelle comprenait un étalage accompagné d'une démonstration des différentes méthodes de conservation d'énergie. Des représentants du Bureau de la Conservation de l'Energie des Territoires du Nord-Ouest ont pris part à ces échanges d'information et à ces rencontres, afin de coordonner les efforts et de mettre en marche les programmes de conservation. Des discussions subséquentes eurent lieu avec les représentants du ministère des Travaux publics des Territoires du Nord-Ouest en vue de l'expansion des systèmes de récupération de chaleur dans différentes communautés nordiques.

FUTURE PROJECTS

The Whitehorse/Aishihik/Faro hydro system is presently fully utilized. This necessitates the use of diesel generation for peaking during the winter months and to supplement available hydro energy during the remainder of the year. To reduce the level of future diesel generation in the system, the Commission proposes the installation of a 20 MW hydro turbine adjacent to the Whitehorse Rapids plant.

The installation of a fourth turbine will not significantly increase winter peak capacity for the system. It will, however, produce substantial savings in diesel generation through the use of maximum water flows in the summer months. Even with the addition of a fourth unit, further generating capacity will eventually be required to meet anticipated peak load requirements during the winter operating period. At fiscal year end, the Commission was in the process of seeking Treasury Board approval in principle for the project and provision of capital financing should the submission be accepted.

FUTURE PLANNING

In-depth studies of electric power requirements for the Yukon and Northwest Territories through the next twenty year period were made public in the late fall of 1979. Included in each study is a forecast of domestic, commercial, industrial and wholesale usage, as well as peak demand and load factor forecasts for each class of customer. The research covers annual forecasts for five years and projects data each subsequent five year period for the next two decades. These studies and market forecast updates will be utilized to assist in planning programs for future electric power developments in each of the Territories.

In June, 1979, a contract was awarded for the first year of a two year feasibility study of the Mid-Yukon hydro concept. Additional sub contracts were awarded for seismic investigation, geological, photo interpretation, laboratory soil testing, photogrammetric mapping, surveying and site drilling. By mid July, access roads had been constructed with engineering staff and contractors' personnel located at

PROJETS FUTURS

Le système hydraulique de Whitehorse/Aishihik/Faro est actuellement exploité à pleine capacité. Ceci nécessite l'utilisation de la génération diesel lorsque la demande est au maximum pendant les mois d'hiver et pour suppléer à l'énergie hydraulique durant la balance de l'année. Afin de réduire le niveau de la génération diesel future dans le système, la Commission suggère l'installation d'une turbine hydraulique de 20 MW, adjacente à l'usine Whitehorse Rapids.

L'installation d'une quatrième turbine n'augmentera pas nécessairement de façon tangible la capacité maximum du système. Cependant, elle permettra des économies substantielles de la génération diesel grâce à l'utilisation maximale de l'écoulement d'eau durant les mois d'été. Même avec l'addition d'une quatrième unité, on s'attend à ce qu'une plus grande capacité génératrice soit requise pour satisfaire aux besoins des taux de charge maximum pendant l'hiver. A la fin de l'année d'exercice, la Commission essayait d'obtenir du Trésor leur approbation en principe du projet, et le financement si la soumission est dûment acceptée.

PLANS FUTURS

Des études en profondeur des besoins de courant seront accordés pour fins de recherches électrique pour les territoires du Yukon et du Nord-Ouest au cours des vingt prochaines années ont été publiées à la fin de l'automne 1979. De plus, chaque étude incluait les projections de consommation domestique, commerciale, industrielle et en gros, de même que les demandes maximales anticipées pour chaque classification de consommateurs. La recherche couvre les prévisions pour une période de cinq ans et projette subséquemment des données pour chaque autre période de cinq ans, sur une longueur de 20 années. Ces études et ces prévisions de consommation seront utilisées dans les programmes de planification en vue du développement éventuel des facilités électriques des deux territoires.

En juin 1979, on a accordé un contrat pour la première année d'une étude de deux ans du concept hydraulique Mid-Yukon. D'autres sous-contrats seront accordés pour fins de recherches sismiques et géologiques, d'interprétation photographique, de tests de sols en laboratoire, de cartographie photogrammétrique, d'arpentage et de forage sur place. En mi-juillet, des routes d'accès étaient construites en collaboration avec les ingénieurs et les

Carmacks. During the initial phase, investigation holes were drilled at three potential dam sites; surveying, seismic traverses, field reconnaissance and geological appraisal work was conducted, including test pitting for earth-fill material. Office work proceeded as field information became available. Adjustments were made to the field program and preliminary layouts as required. Other office engineering included a review of hydrology, mapping and preliminary estimating.

In November 1979, a brief drilling program at Eagles Nest Bluff was carried out utilizing a different type drill to further identify foundation conditions. Drilling was again conducted in March, 1980, using river ice support in locations not readily accessible during the summer months. The results of the work are being incorporated in the project layouts and report preparation.

RATE ADJUSTMENTS

As provided under Section 10 of the Northern Canada Power Commission Act, the Commission implemented a number of rate adjustments throughout the Yukon and Northwest Territories in April, 1979 to offset increasing operating costs. Rate increases were generally limited to hydro serviced areas in both Territories, primarily affecting wholesale and industrial primary supply in the Whitehorse and Mayo areas of the Yukon Territory and the Yellowknife, Fort Smith and Pine Point areas of the Northwest Territories. Rate increases in the Yukon Territory averaged 9.11%, and in the Northwest Territories 6.74%.

REORGANIZATION OF HEAD OFFICE

A general reorganization of the Commission's Head Office corporate structure was approved and implemented in September, 1979. Included in the restructuring of the Head Office was a melding together of the Engineering Department and Operations Department into a single department to improve project coordination and utilization of the approved staff establishment. A Corporate and Public Affairs Department was established to coordinate and administer the Commission's expanding marketing and customer service programs.

contracteurs de Carmacks. Au cours de la phase initiale, des trous de recherche furent forés dans trois sites potentiels de digues; des travaux d'arpentage, de traverses sismiques, de reconnaissance du terrain et d'appréciation géologique ont été effectués, incluant des tests pour fins de remplissage. Des modifications furent faites au programme et aux installations préliminaires, telles que requises. Il y a eu aussi une revue de l'hydrologie, de cartographie et d'estimation préliminaire.

En novembre 1979, un court programme de forage à Eagles Nest Bluff a été effectué, utilisant un type de foreuse différent pour mieux identifier les conditions de fondation. On a encore foré en mars 1980, utilisant la glace comme support dans les locations inaccessibles pendant les mois d'été. Les résultats du travail sont incorporés dans les projections du projet et dans la préparation du rapport.

AJUSTEMENTS DES TARIFS

Selon la Section 10 de la Loi de la Commission d'Énergie du Nord, la Commission a effectué un nombre d'ajustements tarifaires à travers le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest, en avril 1979, pour compenser aux augmentations dans les coûts d'exploitation. Les augmentations de taux furent généralement limitées aux régions desservies par l'énergie hydraulique dans les deux territoires, affectant tout d'abord l'approvisionnement en gros et industriel dans les régions de Whitehorse et Mayo du Territoire du Yukon et de Yellowknife, Fort Smith et Pine Point dans les Territoires du Nord-Ouest. Les taux d'augmentation dans le Territoire du Yukon sont en moyenne de 9.11 p.c. et dans les Territoires du Nord-Ouest de 6.74 p.c.

LA REORGANISATION DU SIEGE SOCIAL

Une réorganisation dans la structure du corps constitué du Siège social de la Commission a été approuvée et inaugurée en septembre 1979. Cette restructuration comprenait également la fusion du département de Génie et du département des Opérations en un seul, afin d'en améliorer la coordination des projets et l'utilisation du personnel dûment approuvé. Un département d'Affaires juridiques et publiques a été institué afin de coordonner et d'administrer les opérations toujours grandissantes de la Commission, ainsi que les programmes de services à la clientèle.

AWARDS AND RETIREMENTS

At functions held for Head Office and field operations employees, awards were presented to those achieving significant years of service with the Commission. Twenty year awards were presented to Lloyd Cole, James Firth, Cecil Jacobson, Phillip Johnson and Ronald Mack. Ernest Debastien, Edward Fairies and Charles Firth received recognition for fifteen years of service. John Allen, Louis Cazun, Eric Deutschmann, George Doolittle, William Fox, William Hanes, Samuel Kikpak, Norma Lunney, Douglas Steen and Hendrik Vanthull attained the ten year service award level.

Four employees retired during the year. Reginald Coy, Purchasing Manager and Ronald Mack, Administration Officer, had both completed twenty years of service. Norma Lunney, Central Records Supervisor, completed ten years and Harry Fernie, Project Monitor, completed three years' employment with the Commission.

LABOUR RELATIONS

Compared to 330 established permanent positions, permanent positions actually filled averaged 304 for the year. The work force complement at year end totalled 329, made up of 303 permanent employees and 26 contract operators at the smaller unmanned plants. Including the contract operators, Northern staff totalled 243, of which 49 are original Northern people.

The Public Service Alliance of Canada Agreement for Non-Supervisory Operational Staff expired December 31, 1979. Negotiations towards reaching a new agreement were being conducted at fiscal year end.

TRAINING

A program in module format was developed during the year to assist in the training of plant and system operators. The program will be first implemented at the major plant locations, after which it will be extended to include smaller plant operations. Implementation is

GRATIFICATIONS ET RETRAITES

Lors de réunions sociales où étaient invités les employés du Siège social et des différentes subsidiaires, des gratifications furent décernées à ceux qui avaient à leur crédit un nombre d'années assez considérable de service avec la Commission. Des gratifications pour vingt années de service furent attribuées à Lloyd Cole, James Firth, Cecil Jacobson, Phillip Johnson et Ronald Mack. Des gratifications pour quinze années de service furent octroyées à Ernest Debastien, Edward Fairies et Charles Firth, et pour dix ans de service à John Allen, Louis Cazun, Erich Deutschmann, George Doolittle, William Fox, William Hanes, Samuel Kikpak, Norma Lunney, Douglas Steen et Hendrik Vanthull.

Cette année, quatre employés seront mis à leur retraite. Il s'agit de Reginald Coy, gérant des achats, et Ronald Mack, préposé à l'administration. Tous les deux ont complété vingt ans de service. Norma Lunney, surveillante aux Archives centrales, a complété dix ans de service et Harry Fernie, moniteur de projet, a complété trois ans d'emploi à la Commission.

RELATIONS DE TRAVAIL

En comparaison des 330 positions permanentes dûment établies, il y a actuellement une moyenne de 304 positions permanentes qui sont occupées. A la fin de l'année, nous avons 329 employés, soit 303 employés permanents et 26 employés à forfait dans les différentes petites centrales qui opèrent sans personnel régulier. Si l'on tient compte des employés à forfait, le personnel dans le Nord se totalise à 243, dont 49 sont des autochtones.

L'Entente avec l'Alliance de la Fonction publique du Canada, pour le personnel opérationnel sans surveillance, expire le 31 décembre 1979. De nouvelles négociations en vue d'obtenir une nouvelle entente, étaient en cours à la fin de l'année d'exercice.

FORMATION

Un programme sous format module a été conçu au cours de l'année afin d'aider à la formation des opérateurs de centrales et de systèmes. Le programme sera tout d'abord mis sur pied dans les centrales les plus importantes, après quoi il s'étendra aux centrales d'opérations moins importantes. La mise sur pied est prévue pour le commencement de

scheduled in early 1980/81 at Fort Smith, Yellowknife, Inuvik, Frobisher Bay and Whitehorse plants. The apprenticeship program continued for linemen, electricians and stationary engineers, with a total of ten employees participating in courses and in the job training programs.

FINANCIAL

Revenue

Consolidated revenues totalled \$49.0 M, an increase of \$4.6 M or 10.2% over the 1978/79 financial year. Electric power sales amounted to \$44.2 M, reflecting an 11.7% increase with heat sales increasing 2.6% to \$4.0 M. Other income of \$812,000 resulted from the operation of facilities under contract, joint use rentals for attachments to Commission pole lines and miscellaneous revenue related to services performed for others.

Of the year's revenue, \$36.6 M was derived from operations in the Northwest Territories and \$12.3 M from the Yukon Territory rate zone.

By customer classification, Government domestic and commercial consumers provided 39% of the revenue, non-Government domestic and commercial 11%, industrial service 26% and 24% from wholesale deliveries. Electrical energy sales totalled 685,298,000 kWh in comparison to total generation of 760,146,000 kWh.

Expenses

Expenses increased \$4.5 M or 10% over the previous year. Unbudgeted expenses were incurred as the result of major maintenance repairs to generating equipment at Inuvik (\$1.2 M) and Frobisher Bay (\$480,000) in the Northwest Territories. Other expense categories approximated budget provisions for the year. Combined net interest and depreciation expense totalled \$19.4 M, representing 39.6% of revenue earned as compared to a total of \$19.3 M and 43.5% of revenue in the 1978/79 operating year.

l'année 1980-81 aux centrales de Fort Smith, Yellowknife, Inuvik, Frobisher Bay et Whitehorse. Le programme d'apprentissage pour les poseurs de lignes, les électriciens et les ingénieurs stationnaires se poursuit avec un total de 10 employés qui suivent les cours et participent aux programmes d'apprentissage.

FINANCES

Revenu

Les revenus consolidés se totalisent à \$49.0 M, ce qui est une augmentation de \$4.6 M ou 10.2 p.c. sur l'année financière 1978-79. Les ventes d'électricité se chiffrent à \$44.2 M, soit une augmentation de 11.7 p.c. et les ventes de chauffage ont augmenté à \$4.0 M ou 2.6 p.c. Les autres revenus se chiffrant à \$812,000 proviennent des opérations sous contrats, la location conjointe des attachements aux poteaux de lignes de la Commission et différents autres revenus provenant de services rendus.

Des revenus de cette année, mentionnons \$36.6 M qui proviennent des opérations dans les Territoires du Nord-Ouest et \$12.3 M de la zone tarifaire du Territoire du Yukon.

Selon la classification de notre clientèle, les consommateurs du Gouvernement, domestiques ou commerciaux, constituent 39 p.c. du revenu, tandis que les consommateurs non-gouvernementaux (domestiques ou industriels) 11 p.c., le service industriel 26 p.c. et les distribution en gros 24 p.c. Les ventes d'énergie électrique se totalisent à 685,298,000 kWh en comparaison de la génération totale de 760,146,000 kWh.

Depenses

Les dépenses ont augmenté à \$4.5 M ou 10 p.c. sur l'année précédente. Des dépenses non-budgétées ont dû être faites à la suite de réparations importantes qui se sont avérées nécessaires à l'équipement générateur à Inuvik (\$1.2 M) et à Frobisher Bay (\$480,000) dans les Territoires du Nord-Ouest. L'intérêt net et les dépenses de dépréciation combinées nettes, se chiffrent à \$19.4 M, représentant 39.6 p.c. du revenu acquis, comparé à un total de \$19.3 M et 43.5 p.c. du revenu de l'année d'opérations 1978-79.

Net Income

Net income for the year amounted to \$9,000. This compares to a net loss of \$64,000 reported in 1978/79 and a net income of \$377,000 recorded in the 1977/78 financial period.

Capital Program

The capital program was again reduced below the level of the previous three years. Expenditures of \$3.7 M were made to provide for station upgrading and to meet incremental load growth where necessary. At year end, capital assets at cost totalled \$210.7 M, including the construction in progress account.

Revenu Net

Le revenu net pour l'année se chiffre à \$9,000. Ceci se compare à une perte nette de \$64,000 rapportée en 1978-79 et à un revenu net de \$377,000 enregistré pour l'année financière 1977-78.

Programme Capital

Le programme capital a encore une fois été réduit sous le niveau des trois années précédentes. Des dépenses au montant de \$3.7 M ont été faites pour divers travaux d'amélioration et pour satisfaire aux augmentations de taux de charge quand c'est nécessaire. A la fin de l'année, les biens meubles au prix coûtant se totalisaient à \$210.7 M, ce qui inclut la construction en cours.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

Ottawa, Ontario
May 30, 1980

The Honourable John Carr Munro, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa, Ontario

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1980 and the statements of operations and deficit and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements give a true and fair view of the financial position of the Commission as at March 31, 1980 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Commission, the financial statements are in agreement therewith and the transactions that have come under my notice have been within its statutory powers

Senior Deputy Auditor General of Canada
for the Auditor General of Canada

VERIFICATEUR GENERAL DU CANADA

Ottawa (Ontario)
le 30 Mai 1980

L'honorable John Carr Munro, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et
du Nord canadien
Ottawa (Ontario)

J'ai vérifié le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1980 ainsi que l'état de l'exploitation et du déficit et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent un aperçu juste et fidèle de la situation financière de la Commission au 31 mars 1980 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

De plus, je déclare que la Commission, à mon avis, a tenu des livres de comptabilité appropriés, que les états financiers sont conformes à ces derniers et que les opérations dont j'ai eu connaissance ont été effectuées dans le cadre de ses pouvoirs statutaires.

Le Premier sous-vérificateur général du Canada
pour le Vérificateur général du Canada

**STATEMENT OF OPERATIONS
AND DEFICIT
FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1980**

**ETAT DE L'EXPLOITATION
ET DU DEFICIT
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1980**

	1980	1979	
	(thousands of dollars)	(le milliers de dollars)	
Income			Revenus
Sale of power	\$ 44,187	\$39,561	Vente de courant
Sale of heat	4,046	3,945	Vente de chaleur
Other	812	972	Autres revenus
	<u>49,045</u>	<u>44,478</u>	
Expense			Dépenses
Operations and maintenance	26,484	21,753	Exploitation et entretien
Engineering and general administration (Note 6)	3,060	2,604	Administration générale et services d'ingénierie (note 6)
Depreciation	5,481	4,460	Amortissement
Cancelled projects (Note 7)	59	767	Projets annulés (note 7)
Amortization of deferred charges	—	81	Amortissement des frais reportés
	<u>35,084</u>	<u>29,665</u>	
Net income before interest expense	13,961	14,813	Bénéfice net avant les dépenses d'intérêt
Interest expense, net (Note 8)	<u>13,952</u>	<u>14,877</u>	Dépenses d'intérêt, nette (note 8)
Net income (loss) for the year	9	(64)	Bénéfice net (perte) pour l'exercice
Deficit at beginning of the year	<u>4,217</u>	<u>4,153</u>	Déficit au début de l'exercice
Deficit at the end of the year	<u>\$ 4,208</u>	<u>\$ 4,217</u>	Déficit à la fin de l'exercice
The accompanying notes are an integral part of the financial statements.			Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

BALANCE SHEET AS AT MARCH 31, 1980

ASSETS

ACTIF

	1980	1979	
	(in thousands of dollars)		
	(en milliers de dollars)		
Fixed Assets			Immobilisations
In service (Note 3)	\$ 209,183	\$ 205,530	En service (note 3)
Less accumulated depreciation	<u>32,414</u>	<u>27,280</u>	Moins l'amortissement accumulé
	176,769	178,250	
Projects under construction	<u>1,538</u>	<u>1,933</u>	Construction en cours
	178,307	180,183	
Current assets			A court terme
Cash in bank	10,969	9,743	Comptant à la banque
Accounts receivable			Comptes débiteurs
— utilities	7,825	7,630	— services publics
— other	891	990	— autres
Inventories, at cost			Stocks, au prix coûtant
— fuel and lubricants	6,155	4,777	— combustibles et lubrifiants
— other supplies	<u>1,407</u>	<u>1,747</u>	— autres fournitures
	<u>27,247</u>	<u>24,887</u>	
	<u>\$ 205,554</u>	<u>\$ 205,070</u>	

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Approved:

Approuvé:

Le contrôleur



Comptroller

BILAN AU 31 MARS 1980

LIABILITIES

PASSIF

1980 1979
(in thousands of dollars)
(en milliers de dollars)

Long-term debt

A long terme

Loans from Canada (Note 4)

\$ 188,338 \$ 189,879

Emprunts auprès du Canada (Note 4)

Current liabilities

A court terme

Due to Canada

Dû au Canada

— current portion of
long-term debt

5,092

4,541

— tranche à court terme de
la dette à long terme

— overdue installments and
related interest (Note 5)

9,192

9,192

— versements en retard et
intérêts y reliés (Note 5)

Accounts payable and accrued liabilities

5,831

4,600

Comptes créditeurs et passif couru

Contractors' holdbacks

1,309

1,075

Retenues des entrepreneurs

21,424

19,408

DEFICIT OF CANADA

DEFICIT DU CANADA

Deficit

4,208

4,217

Déficit

\$ 205,554

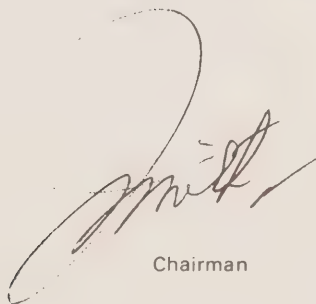
\$ 205,070

Les notes ci-jointes font partie
intégrante des états financiers.

Approved on behalf of the Commission:

Approuvé au nom de la Commission:

Le président



Chairman

STATEMENT OF CHANGES IN
FINANCIAL POSITION
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1980

ETAT DE L'EVOLUTION DE LA
SITUATION FINANCIERE
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1980

1980 1979
(thousands of dollars)
(en milliers de dollars)

Funds provided

Provenance des fonds

Operations

Exploitation

Net Income (loss) for the year	\$ 9	\$ (64)
Items not requiring an outlay of funds		
Depreciation	5,481	4,460
Property and equipment written off	56	826
Amortization of deferred charges	—	81
	<u>5,546</u>	<u>5,303</u>

Bénéfice net (perte) pour l'exercice
Eléments n'exigeant aucune mise de fonds
Amortissement
Radiation de biens et de matériel
Amortissement des frais reportés

Canada

Canada

— loans for capital expenditures	4,000	6,000
— working capital loan	—	7,500
— interest added to loan balances	—	100
Proceeds on disposals of property and equipment	<u>13</u>	<u>563</u>
	<u>9,559</u>	<u>19,466</u>

— emprunts pour dépenses en capital
— emprunt pour le fonds de roulement
— intérêts ajouté aux soldes des emprunts
Produit de l'aliénation de biens et de matériel

Funds applied

Utilisation des fonds

Additions to property and equipment	3,674	6,136
Repayment of loans from Canada	<u>5,541</u>	<u>5,346</u>
	<u>9,215</u>	<u>11,482</u>
Increase in working capital	<u>344</u>	<u>7,984</u>

Acquisition de biens et de matériel
Remboursement d'emprunts auprès du Canada

Working capital (deficiency) at beginning of the year

Fonds de roulement (négatif) au début de l'exercice

	<u>5,479</u>	<u>(2,505)</u>
--	--------------	----------------

Working capital at end of the year

Fonds de roulement à la fin de l'exercice

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

1. **Authority and objective**

The Northern Canada Power Commission, a Schedule C corporation, was formerly the Northwest Territories Power Commission established in 1948 and now operates under the Northern Canada Power Commission Act.

The objective of the Commission is to provide utility services on a self-sustaining basis in the Northwest Territories, the Yukon Territory and, with the approval of the Governor in Council, at certain other locations in Canada.

2. **Significant accounting policies**

Property and equipment

Property and equipment, with the exception of that gifted to the Commission by Canada and others which have been recorded at nominal value, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct payments for goods and services, project costs include interest at prevailing rates on funds used to finance construction during the construction period and a share of engineering and general administration which is directly attributable to the capital projects.

Gains or losses on disposal of property and equipment resulting from exceptional circumstances such as the disposal of assets which have not entered the production cycle, are written off against operations in the year that the losses are recognized. For normal retirements, the cost of assets retired less salvage proceeds is charged to accumulated depreciation with no gain or loss being reflected in operations.

Depreciation

Depreciation on property and equipment in service prior to March 31, 1977, financed by loans from Canada, excepting the Head Office building, is calculated as an amount equivalent to the principal portion of the repayment of the associated loan. The associated loans are being repaid by the annuity method over the estimated economic life of the assets. Assets placed in service subsequent to March 31, 1977 are depreciated on a straight line basis. Straight line depreciation is charged over the estimated economic life of the Head Office building and on assets purchased from internally generated funds.

Depreciation rates for the various classes of assets are based on estimated economic lives, which, for the principal classes of assets are:

Hydroelectric plants	30 - 50 years
Diesel engines and associated equipment	10 - 15 years

1 **Autorisation et objectif**

La Commission d'énergie du Nord canadien, société figurant à l'annexe C, était auparavant la **Northwest Territories Power Commission** établie en 1948. Son exploitation est régie actuellement par la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien.

La Commission a pour objectif de fournir des services publics, sur une base d'auto-suffisance, aux Territoires du Nord-Ouest, au Yukon et, avec l'approbation du gouverneur en conseil, à d'autres endroits au Canada.

2. **Conventions comptables importantes**

Biens et matériel

Les biens et le matériel, à l'exception des éléments virés à titre gratuit à la Commission par le Canada et d'autres qui ont été comptabilisés à leur valeur nominale, sont inscrits au prix coûtant moins l'amortissement accumulé. Les coûts des additions, des améliorations et des remplacements importants sont capitalisés. Outre les paiements directs de biens et de services, le coût des projets comprend l'intérêt, au taux régnant, sur les fonds utilisés pour financer les projets de construction pendant la construction et une partie des frais des services d'ingénierie et de l'administration générale qui sont directement attribuables aux projets d'immobilisations.

Les gains réalisés ou les pertes subies lors de l'aliénation de biens et de matériel suite à des circonstances exceptionnelles, telle l'aliénation d'éléments de l'actif qui ne sont pas entrés dans le cycle de production, sont radiés à l'exploitation de l'exercice au cours duquel les pertes sont reconnues. Dans les retraits réguliers, le coût des éléments de l'actif retirés moins le produit de la récupération est imputé à l'amortissement accumulé sans qu'il n'y ait de gain ou de perte présenté à l'exploitation.

Amortissement

L'amortissement des biens et du matériel utilisés avant le 31 mars 1977 et financés au moyen d'emprunts auprès du Canada, à l'exception de l'immeuble du siège social, est calculé comme un montant équivalent au remboursement du capital de l'emprunt qui y est relié. Les imprunts connexes sont remboursés sous la forme de rente pour la durée économique, estimative, des éléments de l'actif. Les éléments de l'actif utilisés après le 31 mars 1977 sont amortis selon la méthode linéaire. Pour ce qui est de l'immeuble du siège social et des éléments de l'actif financés à même ses propres fonds, la Commission calcule l'amortissement selon la méthode linéaire sur la durée économique, estimative, des immobilisations.

Les taux d'amortissement, pour les diverses catégories d'éléments de l'actif, sont calculés en fonction des durées économiques, estimatives, suivantes:

Centrales hydro-électriques	30 à 50 ans
Moteurs diesel et matériel connexe	10 à 15 ans

Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20 - 30 years
Heating systems	20 years
Transmission and distribution systems	20 - 30 years
Office and general equipment	10 - 15 years
Motor vehicles	4 years

3. Fixed assets in service

Details of fixed assets in service at cost are as follows:

	1980	1979
Electric power plants	\$160,052,000	\$158,046,000
Transmission and distribution systems	33,813,000	32,097,000
Other utilities	5,155,000	5,172,000
Staff accommodation	3,872,000	3,952,000
Warehouses, motor vehicles and general facilities	6,291,000	6,263,000
	<u>\$209,183,000</u>	<u>\$205,530,000</u>

4. Loans from Canada

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest bearing loans from Canada. Interest at prevailing rates is accrued during the course of construction of a project and added to the amount borrowed. The total loan, including accrued interest is repaid on terms and conditions as approved by Governor in Council.

The Commission also received a working capital loan of \$7,500,000 in 1978-79. Terms and conditions provide for principal repayment by ten equal annual instalments of \$750,000 commencing on March 31, 1990. The loan is interest free but should any instalment become due and unpaid, interest at then current rates is applicable until the date of payment.

At March 31, 1980, loans for capital expenditures carried interest rates ranging from 3.125% to 10.375% with a weighted average interest rate of 8.4%.

Loans due Canada mature as follows:

	Principal
1981	\$ 5,092,000
1982	5,137,000
1983	5,327,000
1984	5,710,000
1985	6,110,000
1986 - 2010	166,004,000
	<u>193,380,000</u>
Deduct current portion	5,092,000
	<u>188,288,000</u>
Advance:	
Project investigation	50,000
	<u>\$188,338,000</u>

Matériel d'entreposage des combustibles	20 ans
Edifices	20 à 30 ans
Systèmes de chauffage	20 ans
Réseaux de transmission et de distribution	20 à 30 ans
Matériel divers et de bureau	10 à 15 ans
Véhicules automobiles	4 ans

3. Immobilisations en service

Voici une ventilation des immobilisations en service au prix coûtant:

	1980	1979
Centrales hydro-électriques	\$160,052,000	\$158,046,000
Réseaux de transmission et de distribution	33,813,000	32,097,000
Autres services	5,155,000	5,172,000
Locaux du personnel	3,872,000	3,952,000
Entrepôts, véhicules automobiles et installations généraux	6,291,000	6,263,000
	<u>\$209,183,000</u>	<u>\$205,530,000</u>

4. Emprunts auprès du Canada

La Commission reçoit du Canada des fonds pour ses immobilisations sous forme de prêts portant intérêt. L'intérêt au taux régnant s'accumule pendant la durée de la construction d'un projet et est ajouté à la somme empruntée. Le prêt global comprenant l'intérêt couru est remboursé selon les conditions approuvées par le gouverneur en conseil.

Au cours de l'exercice 1978 - 1979, la Commission a également reçu un prêt de \$7,500,000 pour son fonds de roulement. Les conditions prévoient le remboursement du capital en 10 versements annuels égaux de \$750,000 à compter du 31 mars 1990. Il s'agit d'un prêt sans intérêt. Toutefois, si un versement n'est pas payé à la date d'échéance prévue, un intérêt, au taux courant, est perçu pour la période allant de la date d'échéance à la date du paiement.

Au 31 mars 1980, les emprunts pour les dépenses en capital portaient intérêt à des taux variant de 3.125% à 10.375%, avec un taux d'intérêt moyen pondéré de 8.4%.

Les emprunts auprès du Canada viennent à échéance de la façon suivante:

	Capital
1981	\$ 5,092,000
1982	5,137,000
1983	5,327,000
1984	5,710,000
1985	6,110,000
1986 - 2010	166,004,000
	<u>193,380,000</u>
Déduire la tranche à court terme	5,092,000
	<u>188,288,000</u>
Avance:	
Etude des sites de construction	50,000
	<u>\$188,338,000</u>

5. Due to Canada — overdue instalments and related interest

This item represents principal, \$2,203,000, and interest, \$6,989,000, on instalments which fell due on March 31, 1977 and which remain unpaid.

6. Engineering and general administration

Engineering and general administration is net of amounts charged to capital and recoverable projects. Allocations to capital and recoverable projects totalled \$504,000 in 1980 (\$879,000 in 1979).

7. Cancelled projects

The charge of \$59,000 (\$134,000 in 1979) relates to losses recognized on assets not put into production. In addition, \$633,000 was charged in 1979 for the residual cost of the cancelled Snare Cascades project.

8. Interest expense

Interest expense is net of amounts charged to capital projects and interest earned from short-term investments. Capitalized interest charges were \$112,000 in 1980 (\$444,000 in 1979). Interest earned on short term investments amounted to \$2,215,000 in 1980 (\$702,000 in 1979).

9. Contingent liabilities

Recognition of lawsuits against the Commission at March 31, 1980 has been made in the accounts in an amount which the Commission considers adequate to provide for any settlements which may arise out of such claims.

10. Commitments

Commitments for the completion of capital projects under construction and contractual obligations for services and equipment to be delivered were approximately \$1,500,000 at March 31, 1980 (\$2,100,000 at March 31, 1979).

11. Insurance

The Commission purchases catastrophe insurance on specified assets as protection against major losses up to \$10,000,000. Business liability insurance coverage is maintained in an amount considered necessary to provide adequate protection to the Commission. Other coverage in effect includes fleet, aircraft, airstrip, boiler and comprehensive general liability insurance. Special coverage for major projects under construction is purchased by the Commission or by its contractors if required by the Commission.

5. Dû au Canada — versements en retard et intérêt y relié

Ce poste représente le capital, \$2,203,000, et l'intérêt, \$6,989,000, sur des versements dûs le 31 mars 1977 et qui restent impayés.

6. Administration générale et services d'ingénierie

Les frais d'administration générale et des services d'ingénierie sont diminués des sommes imputées aux projets en capital et aux projets à recouvrir. Les sommes allouées à ces projets ont atteint \$504,000 en 1980 (\$879,000 en 1979).

7. Projets annulés

Une somme de \$59,000 (\$134,000 en 1979) se rapporte aux pertes reconnues au titre des éléments de l'actif qui n'ont pas servi à la production. En outre, \$633,000 ont été imputés en 1979, à titre de coûts résiduels suite à l'abandon du projet "Snare Cascades".

8. Dépenses d'intérêt

Les dépenses d'intérêt sont diminuées des sommes imputées aux projets en capital et de l'intérêt gagné sur les placements à court terme. Les dépenses d'intérêt capitalisées ont été de \$112,000 en 1980 (\$444,000 en 1979). L'intérêt provenant de placements à court terme en 1980 ont été de \$2,215,000 (\$702,000 en 1979).

9. Passif éventuel

Les poursuites intentées contre la Commission, au 31 mars 1980, ont été prises en considération en comptabilisant une somme que la Commission estime suffisante pour régler toute réclamation qui pourrait en résulter.

10. Engagements

Les engagements concernant l'achèvement des travaux en capital en cours et concernant les obligations par contrat pour les services à rendre et l'équipement à livrer, se chiffraient à environ \$1,500,000 au 31 mars 1980 (\$2,100,000 au 31 mars 1979).

11. Assurance

La Commission achète une assurance contre les catastrophes à l'égard d'éléments de l'actif particuliers en guise de protection contre des pertes importantes pouvant aller jusqu'à \$10,000,000. Il existe une assurance de responsabilité commerciale d'un montant jugé nécessaire pour protéger convenablement la Commission. Les véhicules automobiles, les aéronefs, la piste d'atterrissage et la chaudière sont protégés et il existe une assurance de responsabilité générale tous risques. La Commission ou les entrepreneurs, si la Commission les oblige à le faire, achètent une assurance spéciale visant les travaux principaux en cours.

STATEMENT OF OPERATIONS
BY RATE ZONE FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1980

ETAT DE L'EXPLOITATION
TARIFAIRES POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1980

(in thousands of dollars)		(en milliers de dollars)		
	N.W.T. T.N.-O.	Y.T. T.Y.	B.C. C.B.	TOTAL TOTAL
Income				
Sale of power	31,818	12,207	162	44,187
Sale of heat	4,046	—	—	4,046
Other	713	96	3	812
	<u>36,577</u>	<u>12,303</u>	<u>165</u>	<u>49,045</u>
Expense				
Operation and maintenance	22,840	3,566	78	26,484
Engineering and general administration	2,149	897	14	3,060
Depreciation	4,035	1,436	10	5,481
Asset disposal and project cancellations	37	22	—	59
	<u>29,061</u>	<u>5,921</u>	<u>102</u>	<u>35,084</u>
Net income before interest expense	7,516	6,382	63	13,961
Interest expense	8,558	5,383	11	13,952
Net income (loss) for the year	<u>(1,042)</u>	<u>999</u>	<u>52</u>	<u>9</u>

ANALYSIS OF ELECTRICITY SALES
YEAR ENDED MARCH 31, 1980

ANALYSE DES VENTES D'ELECTRICITE
ANNEE TERMINE LE 31 MARS, 1980

	N.W.T. - T.N.-O.			Y.T. - T.Y.			OTHER — AUTRES		
	\$ 000	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh	\$ 000	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh	\$000	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh
Wholesale	4,416	76.2	5.80	6,119	175.5	3.49	—	—	En gros
Industrial	6,773	151.5	4.47	4,701	124.4	3.78	—	—	Industrial
Residential	10,275	66.6	15.43	547	10.4	5.26	39	.4	Domestique
Commercial	10,071	67.4	14.94	823	10.4	7.91	121	.7	Commercial
Street Lighting	283	1.7	16.65	17	.2	8.50	2	—	Eclairage des rues
TOTAL	31,818	363.4	8.76	12,207	320.9	3.80	162	1.1	TOTAL

OPERATING PLANT (\$000)

Capital Investment	121,853	79,536	256	Investissement capital
Investment per \$ revenue	3.83	6.52	1.58	Investissement par \$ revenu
Investment per kWh sold	.34	.25	.23	Investissement par kWh vendus
CONSUMERS — Retail	10,314	1,194	128	— Détail (domestique)
— Industrial	3	2	—	— Industriel
— Wholesale	1	1	—	— En gros

OPERATING STATISTICS

Year Ended 31 March

GENERAL DATA

No. of — Operations
— Employees
— Contract
Operators

ELECTRIC POWER

Installed Capacity
(kW in thousands)
Hydro
Thermal
TOTAL

PERCENTAGE HYDRO CAPACITY

NET PEAK LOAD
(kW in thousands)
Generation
(kWh in millions)
Hydro
Thermal
TOTAL

PERCENTAGE HYDRO GENERATION

SALES
(kWh in millions)

PERCENTAGE SALES TO GENERATION

HEAT AND WATER
Heat Sales
(BTU's in billions)

Water Sales
(Gals. in millions)

1980

56
303

26

102
142
244

42

131

585
175
760

77

685

90

365

1979

56
304

25

102
142
244

42

135

568
179
747

76

672

90

422

1978

56
310

26

102
134
236

43

131

590
145
735

80

633

86

415

1977

56
359

25

102
132
234

44

126

487
165
652

75

586

90

394

1976

56
368

22

89
123
212

42

122

529
157
686

77

610

89

425

1975

52
342

22

57
109
166

34

112

439
181
620

71

562

91

465

1974

50
311

21

57
93
150

38

103

420
149
569

74

512

90

428

1973

48
314

19

57
78
135

42

95

406
104
510

80

467

92

471

1972

35
315

4

57
72
129

44

83

405
78
483

84

430

89

469

1971

24
306

1

57
64
121

47

79

380
69
449

85

418

93

403

RESUME STATISTIQUE

Année terminée 31 mars

DONNEES GENERALES
Nombre — centrales
— employés
— employés à forfait

ENERGIE ELECTRIQUE
Capacité de production
(en milliers de kW)
Hydraulique
Thermique
TOTAL

POURCENTAGE DE CAPACITE HYDRAULIC

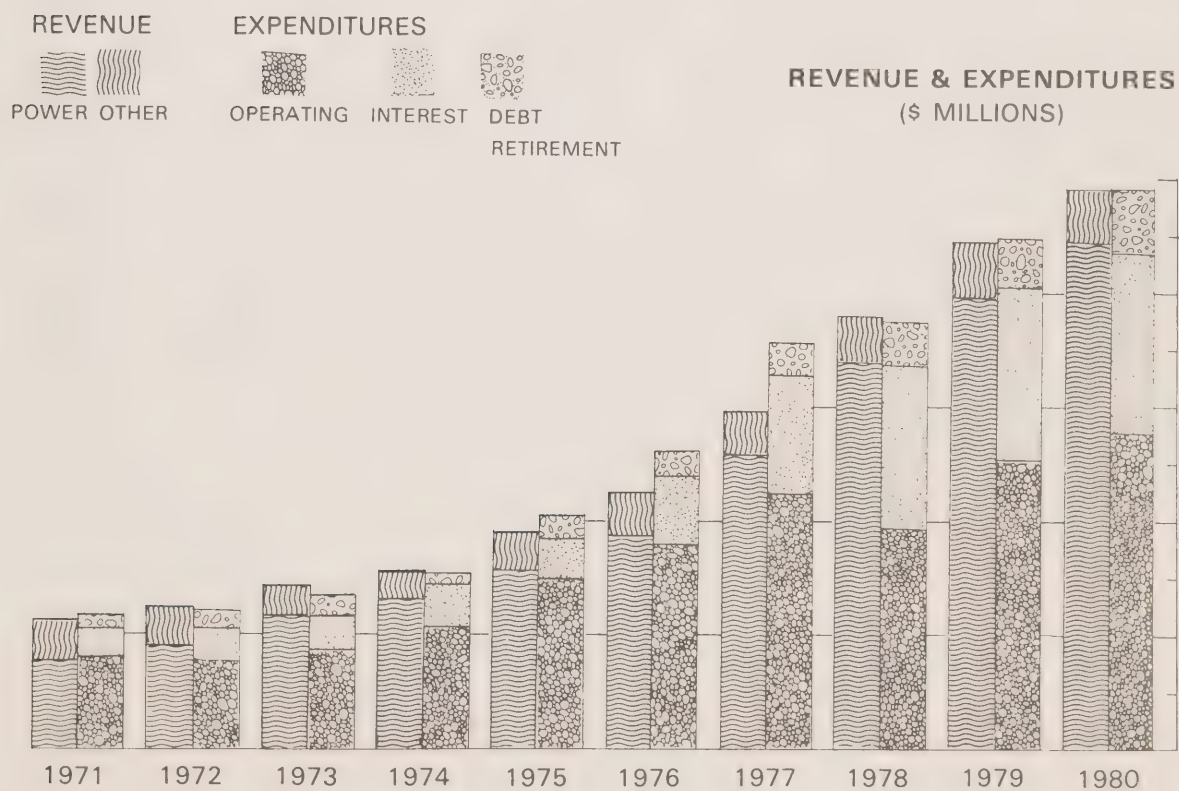
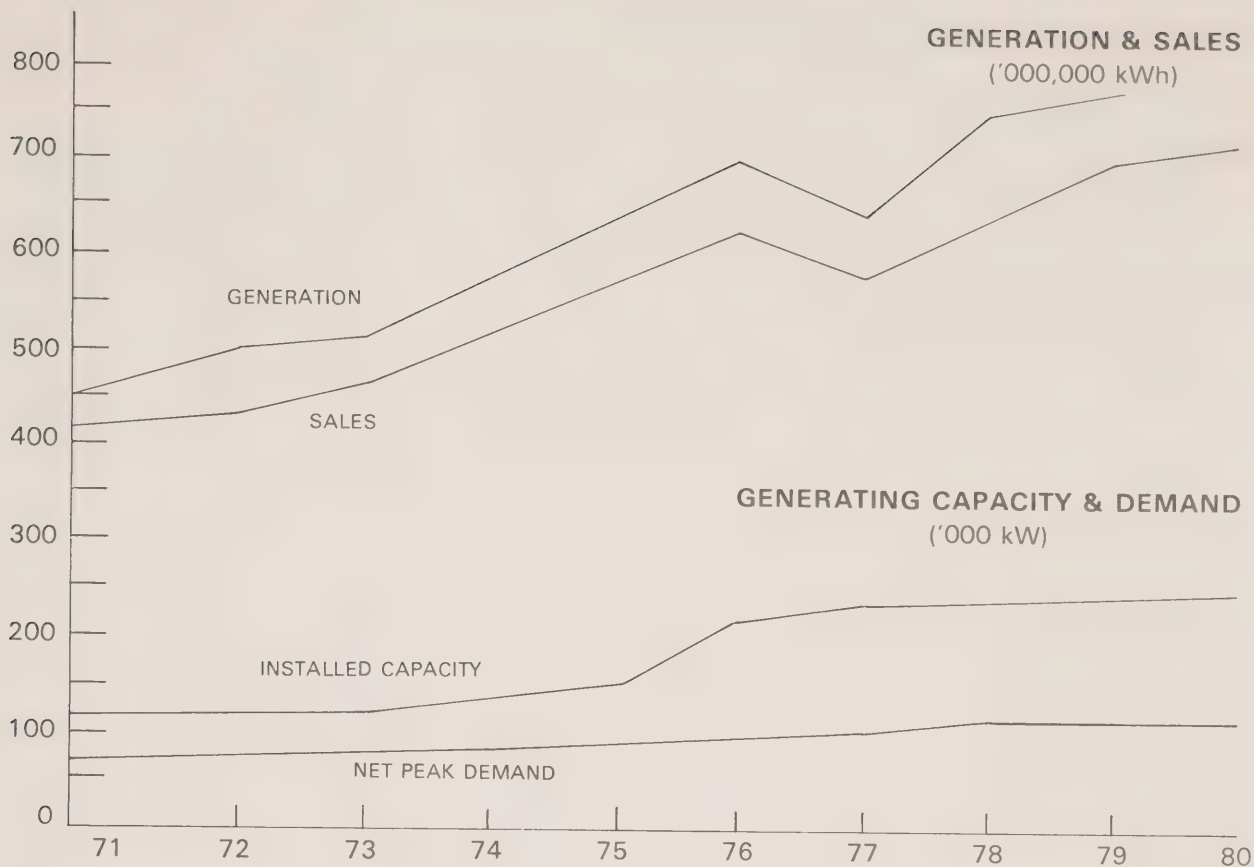
CHARGE DE POINTE NETTE
(en milliers de kW)
Production
(en millions de kWh)
Hydraulique
Thermique
TOTAL

POURCENTAGE DE GENERATION HYDRAULIQUE

VENTES
(en millions de kWh)

POURCENTAGE VENTES DE GENERATION

CHALEUR ET EAU
Ventes d'énergie calorifique
(en milliards de BTU)
Ventes d'eau
(en millions de gallons)



SUMMARIZED FINANCIAL STATISTICS (\$000)

STATEMENT OF EARNINGS	1980	1979	1978	1977
REVENUE				
Electricity Sales	44,187	39,561	33,914	25,490
Heat Sales	4,046	3,945	3,234	3,113
Other	812	972	737	939
	<u>49,045</u>	<u>44,478</u>	<u>37,885</u>	<u>29,542</u>
EXPENSES				
Operations & Maintenance	26,543	22,601	16,739	20,275
Engineering & General Administration	3,060	2,604	2,712	1,891
Depreciation	5,481	4,460	3,807	2,937
Interest — Net	13,952	14,877	14,250	10,594
	<u>49,036</u>	<u>44,542</u>	<u>37,508</u>	<u>35,697</u>
NET INCOME (LOSS)	<u>9</u>	<u>(64)</u>	<u>377</u>	<u>(6,155)</u>

STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION

SOURCE OF FUNDS				
Funds from Operations	5,546	5,303	6,171	(1,723)
Loans for Capital Expenditures	4,000	6,000	8,300	21,000
Other	13	663	2,824	3,957
Working Capital Loan	—	7,500	—	—
	<u>9,559</u>	<u>19,466</u>	<u>17,295</u>	<u>23,234</u>
APPLICATION OF FUNDS				
Capital Expenditures	3,674	6,136	8,703	22,750
Reduction in Long Term Debt	5,541	5,346	4,457	7,060
Other	—	—	22	552
	<u>9,215</u>	<u>11,482</u>	<u>13,182</u>	<u>30,362</u>
INCREASE (DECREASE) IN WORKING CAPITAL	<u>344</u>	<u>7,984</u>	<u>4,113</u>	<u>(7,128)</u>

STATEMENT OF FINANCIAL POSITION

ASSETS				
Property & Equipment at Cost	209,183	205,530	197,840	186,808
Accumulated Depreciation	(32,414)	(27,280)	(23,062)	(20,167)
Construction in Progress	1,538	1,933	5,115	12,056
Current and Other Assets	27,247	24,887	14,855	19,591
	<u>205,554</u>	<u>205,070</u>	<u>194,748</u>	<u>198,288</u>
LIABILITIES AND CANADA'S EQUITY				
Surplus (Deficit)	(4,208)	(4,217)	(4,153)	(4,530)
Long Term Debt	188,338	189,879	181,622	176,991
Current & Other	21,424	19,408	17,279	25,827
	<u>205,554</u>	<u>205,070</u>	<u>194,748</u>	<u>198,288</u>

SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIERES (\$000)

1976	1975	1974	1973	1972	RELEVÉ DES GAINS
18,814	15,505	13,023	11,420	9,014	REVENU
2,470	2,246	1,645	1,582	1,585	Ventes d'électricité
1,062	1,166	685	996	1,724	Ventes d'énergie calorifique
22,346	18,917	15,353	13,998	12,323	Divers
16,253	13,275	9,388	7,838	6,869	DEPENSES
1,658	1,573	1,255	1,008	1,009	Exploitations et entretien
2,201	1,657	1,356	1,645	1,323	Administration technique et générale
5,800	3,599	3,000	2,638	2,741	Amortissement
25,912	20,104	14,999	13,129	11,942	Intérêt — net
(3,566)	(1,187)	354	869	381	REVENU NET (PERTES)
					RELEVÉ DES CHANGEMENTS
					DANS LA SITUATION FINANCIÈRE
177	685	1,817	2,515	1,712	SOURCE DES FONDS
38,000	43,102	17,975	6,300	3,961	Fonds provenant des exploitations
5,976	2,893	810	1,028	225	Emprunts pour dépenses capitales
—	—	—	—	—	Divers
44,153	46,680	20,602	9,843	5,898	Emprunts capital pour opérations
37,094	48,351	21,844	6,833	5,493	APPLICATIONS DES FONDS
1,721	1,425	1,580	1,496	2,034	Dépenses capitales
649	292	225	1	97	Réduction de la dette à long terme
39,464	50,068	23,649	8,330	7,624	Divers
4,689	(3,388)	(3,047)	1,513	(1,726)	AUGMENTATION (DIMINUTION)
					DANS LE CAPITAL D'OPÉRATION
140,505	78,829	71,285	66,904	62,417	RELEVÉ DE LA SITUATION FINANCIÈRE
(17,380)	(16,177)	(14,763)	(13,441)	(12,297)	Biens
36,888	62,763	22,241	4,897	3,871	Propriété et équipement au prix coûtant
13,385	11,591	9,523	7,790	7,726	Amortissement accumulé
173,398	137,006	88,286	66,150	61,717	Construction en cours
1,625	4,942	6,128	5,737	5,021	Biens courants et divers
162,199	119,713	75,187	58,112	52,732	RESPONSABILITÉS ET SÉCURITÉS DU CANADA
9,574	12,351	6,971	2,301	3,964	Surplus (déficit)
173,398	137,006	88,286	66,150	61,717	Dette à long terme
					Dette actuelle et divers

BINDING SECT. OCT 23 1981

